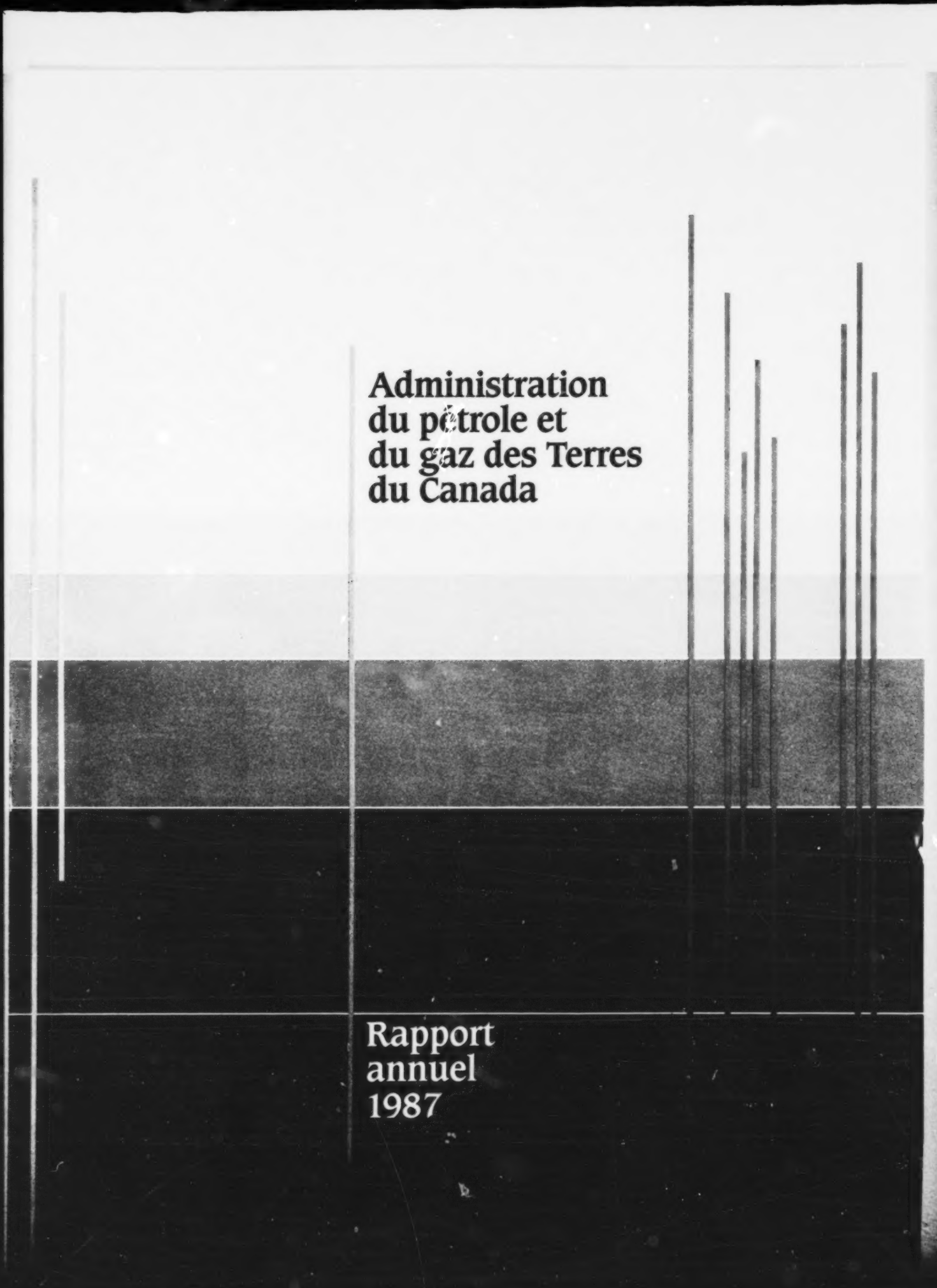
PARTS OF THE ORIGINAL DOCUMENT

ARE OF POOR REPRODUCTIVE QUALITY

CERTAINES PARTIES DU DOCUMENT ORIGINAL

SONT DE PIÈTRE QUALITÉ DE REPRODUCTION



Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada

Rapport annuel 1987

Profil de l'organisme

L'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) a été créée en 1981 en vertu d'un protocole d'entente conclu entre le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

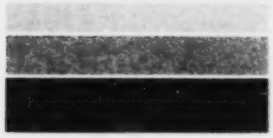
L'APGTC constitue le principal lien entre le gouvernement et l'industrie pétrolière et gazière en ce qui a trait à la réglementation des activités liées aux hydrocarbures dans les terres domaniales, lesquelles comprennent le territoire du Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, la baie d'Hudson et la plupart des zones situées au large des côtes canadiennes. Depuis janvier 1986, c'est l'Office Canada—Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers qui s'occupe du secteur au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador. Un nouvel organisme, l'Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, verra bientôt le jour après la promulgation de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada—Nouvelle-Écosse*, et sera chargé de la gestion des activités ayant trait aux hydrocarbures au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.

La principale responsabilité de l'APGTC consiste à réglementer la prospection, la mise en valeur et la production des ressources pétrolières et gazières des terres domaniales du Canada. En outre, l'APGTC doit voir à la sécurité des travailleurs, à la conservation des ressources, à la protection de l'environnement, et doit s'assurer que tous les Canadiens bénéficient également et équitablement des retombées socio-économiques qui résultent des activités liées à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures.

L'APGTC comprend cinq directions :

La Direction de la gestion des droits;
La Direction du génie;
La Direction de l'évaluation des ressources;
La Direction de la protection de l'environnement;
La Direction de l'analyse et de la coordination des politiques.

Les bureaux régionaux de l'APGTC à Halifax et à Yellowknife s'occupent respectivement des secteurs extracôtiers de la Nouvelle-Écosse et du Nord canadien. Ces bureaux émettent les autorisations de forage, effectuent des inspections sur une base régulière, surveillent les activités des sociétés pétrolières du point de vue du génie, de la géologie, de l'environnement, et veillent à ce que les plans de retombées soient observés.



© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1988

N° de cat. M97-1987F

ISBN 0-662-94937-4

Table des matières

Messages des ministres 2
Carte des terres domaniales du Canada 4
Mot de l'administrateur de l'APGTC 6
Faits saillants de 1987 7
Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales 8
- Gestion conjointe 8
- Terre-Neuve et Labrador 8
- Nouvelle-Écosse 9
- Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest 9
- Colombie-Britannique 10

Gestion des droits 11
Travaux de prospection 13
Conservation et mise en valeur des ressources 16
Protection du travailleur 18
Protection de l'environnement 23
Emplois et retombées économiques 26
Résumé statistique par région 29
- Terres domaniales 30
- Partie continentale des Territoires 31
- Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 34
- Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique 36
- Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 38

Annexe
- Résumé statistique de la zone extracôtière de Terre-Neuve 41

Glossaire 44
Bureaux de l'APGTC 45

Message de l'honorable Marcel Masse, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Le ministre, M. Marcel Masse

J'ai l'honneur de soumettre au Parlement le sixième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC). Cette administration, créée en 1981, a comme fonction de chapeauter les activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales. Les Canadiens sauront reconnaître les efforts déployés par le gouvernement pour améliorer le régime global de réglementation du secteur énergétique et le rôle-clé qu'a joué l'APGTC à ce chapitre.

La Politique énergétique pour les régions pionnières, adoptée en octobre 1985, et la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, promulguée en 1987, ont permis à l'industrie pétrolière et gazière de se libérer d'une intervention gouvernementale excessive. Des facteurs géologiques et économiques constituent maintenant le fondement principal des décisions de l'industrie en matière de prospection et de mise en valeur des ressources pétrolières et gazières des terres domaniales du Canada.

Sur la côte est, les mesures portant sur la gestion conjointe de la zone extracôtière, gestion dont les provinces ont convenu, ont créé un milieu stable, propice à la prise de décisions au sein de l'industrie. L'année 1987 a marqué la première année complète au cours de laquelle l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, un organisme fédéral-provincial constitué aux termes de l'Accord Atlantique, a rempli ses fonctions opérationnelles. La loi de mise en œuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse et de l'établissement de l'Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été déposée à la Chambre des communes et faisait toujours l'objet de délibérations au comité législatif à la fin de l'année. Au mois de mai, l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse a adopté son projet de loi mettant en œuvre cet accord.

Sur la côte ouest, des pourparlers ont été entamés avec le gouvernement de la Colombie-Britannique quant à la possibilité d'instaurer un régime de gestion partagée dans la zone extracôtière. Le gouvernement du Canada s'est également penché sur un éventuel Accord du Nord sur les ressources pétrolières.

L'une des principales responsabilités de l'APGTC est de veiller à ce que les travaux de prospection, de mise en valeur et de production pétrolière et gazière sur les terres domaniales du Canada soient exécutés de façon à respecter la sécurité des travailleurs et à protéger l'environnement. L'APGTC a continué de proposer des projets dans le but d'améliorer la sécurité des travailleurs du secteur pétrolier, tant sur terre qu'en mer.

L'APGTC a également entrepris la réévaluation complète de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz* en collaboration avec les provinces, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, certains ministères et l'industrie. L'examen a pour objet de donner suite, par l'entremise de modifications qui seront apportées à la loi, aux dernières recommandations de la Commission royale Hickman sur le naufrage de l'*Ocean Ranger*.

En 1987, le gouvernement du Canada a ouvert la voie à de meilleures possibilités à long terme de mise en valeur du pétrole et du gaz naturel des terres domaniales. L'Accord de libre-échange entre le Canada et les États-Unis promet l'accès à de nouveaux marchés. Il prévoit que les marchés américains resteront ouverts aux exportations canadiennes d'énergie sans restrictions discriminatoires de la part de l'un ou l'autre gouvernement. Ce climat plus stable des investissements raffermira la confiance des investisseurs et facilitera la réalisation des grands projets dans le domaine de l'énergie sur les terres domaniales.

À titre de ministre de l'Énergie, j'ai demandé à mon ministère d'étudier les lois et règlements actuels pour vérifier s'ils tiennent bien compte de tous les facteurs environnementaux. La participation continue de l'APGTC à cet examen lui permet de s'assurer que la protection de l'environnement demeure une priorité dans la prospection et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières des terres domaniales.

L'industrie est en train de réagir au coup d'envoi donné par ce gouvernement en matière de politiques énergétiques. Face à un cours mondial du pétrole redevenu stable en 1987, les exploitants ont effectué des forages de délimitation sur l'emplacement de certaines découvertes importantes réalisées au large de la côte est et au nord du 60e parallèle. L'année a également été marquée par le succès de certains projets, entre autres la délimitation du champ de pétrole Panuke exploité par Petro-Canada et Nova Scotia Resources (Ventures) Limited. La réussite des essais de production au puits Panuke F-99 a donné lieu à la première expédition de pétrole en provenance de la Nouvelle-Écosse, ce qui confirme la possibilité de produire le pétrole de cette région. Dans la zone extracôtière de Terre-Neuve, les travaux de délimitation du champ Terre Nova de Petro-Canada ont été couronnés de succès. Les résultats sont donc prometteurs pour la production anticipée de ce gisement pétrolifère.

J'envisage d'un bon œil l'année qui vient. Je suis convaincu que les travaux en cours à ces endroits et ailleurs sur les terres domaniales, par exemple au champ Amauligak dans la mer de Beaufort, continueront de stimuler l'économie du Canada et d'encourager la prospérité de tous les Canadiens.

Message de l'honorable Bill McKnight, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

C'est avec plaisir que je me joins à mon collègue, l'honorable Marcel Masse, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, pour présenter au Parlement le sixième rapport annuel sur l'administration des ressources énergétiques des terres domaniales du Canada.

Le gouvernement actuel s'est engagé à mettre en place, dans les provinces et territoires côtiers du Canada, des mesures visant la gestion partagée des ressources pétrolières et gazières des terres domaniales. Cet engagement constitue la pierre angulaire de sa politique sur l'énergie des terres domaniales qui reconnaît, en outre, l'importance des ressources pétrolières et gazières pour l'évolution politique du Nord. Contrairement à d'autres juridictions dans les terres domaniales, les ressources pétrolières et gazières du Nord se trouvent tant sur terre qu'en mer et, de fait, la majeure partie de la région est visée par des revendications territoriales qui n'ont pas encore été réglées.

Le cadre politique et économique que le gouvernement a établi pour le Nord confirme son engagement vis-à-vis l'évolution politique de gouvernements indépendants et davantage solidaires dans le Nord, à l'intérieur de la fédération canadienne. Parmi les éléments fondamentaux de la politique du gouvernement pour le Nord figure son engagement de transférer aux gouvernements territoriaux la gestion de certains programmes qui, ailleurs au Canada, relèvent de la compétence provinciale.

Au cours des deux dernières années, le ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien a longuement consulté les gouvernements territoriaux, les groupes autochtones et l'industrie afin de déterminer comment appliquer la politique sur l'énergie des terres domaniales de façon que les aspirations politiques des gouvernements territoriaux puissent être réalisées, et que le climat politique stable et prévisible nécessaire pour encourager la mise en valeur des ressources énergétiques du Nord soit créé. La conclusion d'un accord du Nord sur la gestion partagée des ressources pétrolières et gazières septentrionales est devenue pour nous une priorité. Nous travaillerons ensemble à l'élaboration d'un accord qui soit équitable non seulement pour les habitants de la région, mais pour tous les Canadiens, et qui préserve les droits des Autochtones.

Je relève avec fierté la première attribution, en plus de 15 ans, de droits de prospection dans la vallée du Mackenzie. L'octroi de cet accord d'exploration assez particulier avec Chevron Canada Resources relatif aux droits de prospection dans la région de Fort Good Hope ne constitue pas, toutefois, un précédent en ce qui concerne les futures attributions de droits. Il s'agit du dernier accord d'exploration à être octroyé aux termes de l'ancienne *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*. Dorénavant, l'attribution de droits sera régie par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

La *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, promulguée en février, est venue simplifier le cadre de réglementation de l'industrie pétrolière et gazière du Nord. Plus flexible, elle permettra au Nord tout entier de bénéficier des activités découlant de l'industrie.

Malgré la baisse considérable du nombre de puits de prospection forés dans les terres domaniales du Nord, on en comptait 40 en 1986 et seulement 6 en 1987, l'avenir des activités de prospection et de mise en valeur pétrolière et gazière dans le Nord est décidément prometteur. On note entre autres une découverte importante de gaz naturel dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest.

L'un des événements les plus encourageants de l'année a été la décision de Gulf Canada de reprendre les travaux de délimitation et les essais à la structure Amauligak, dans la mer de Beaufort. Ce retour au champ Amauligak est le fruit d'une importante collaboration entre l'industrie, les gouvernements et les résidents du Nord. Le programme actuel a relancé l'économie de la région et les perspectives sont intéressantes en ce qui concerne l'avenir de la prospection et de la mise en valeur des ressources de la mer de Beaufort.

Dans le Haut-Arctique, Panarctic a presque doublé ses capacités de stockage et a effectué deux expéditions de pétrole en provenance du champ Bent Horn. Une certaine quantité de pétrole a été livrée à Resolute et à la mine Polaris, ce qui confirme la possibilité d'approvisionner les clients du Nord en ressources provenant de la région même.

Dans mon message de l'an dernier, je me suis dit convaincu que des jours meilleurs attendaient l'industrie pétrolière et gazière du Nord. L'année qui se termine m'aura donné raison. Avec les politiques mises en place par ce gouvernement, sans oublier l'Accord de libre-échange avec les États-Unis qui provoquera l'expansion du marché des ressources énergétiques du Nord, et grâce à une collaboration accrue entre les gouvernements fédéral et territoriaux, je crois que nous entrons de plain-pied dans un climat qui favorise la prospection et la mise en valeur pétrolière et gazière dans le Nord.

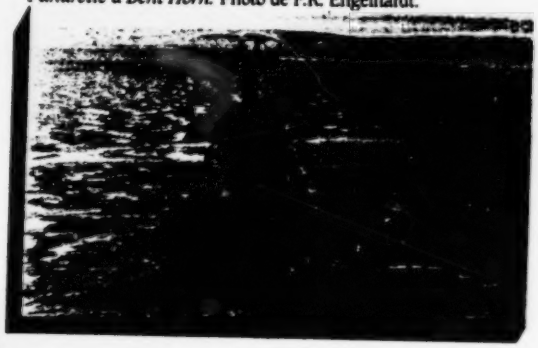
Il va sans dire que les ressources pétrolières et gazières constitueront un élément-clé de l'économie du Nord. Il est essentiel que tous, les gouvernements fédéral et territoriaux, l'industrie pétrolière et gazière et les habitants du Nord, nous concertions nos efforts pour veiller à ce que les activités de prospection et de mise en valeur pétrolière et gazière se poursuivent dans le Nord de façon que tous les résidents du Nord, voire tous les Canadiens, en bénéficient.

Bill McKnight

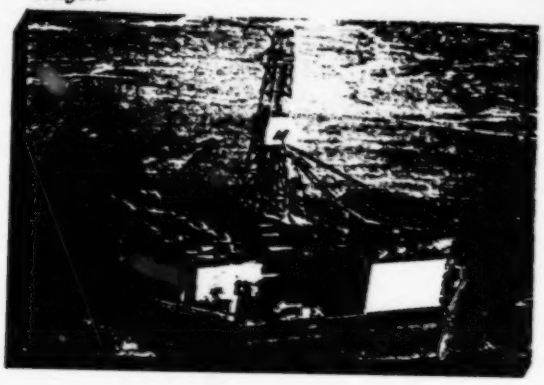
Le ministre, M. Bill McKnight

Les terres domaniales du Canada

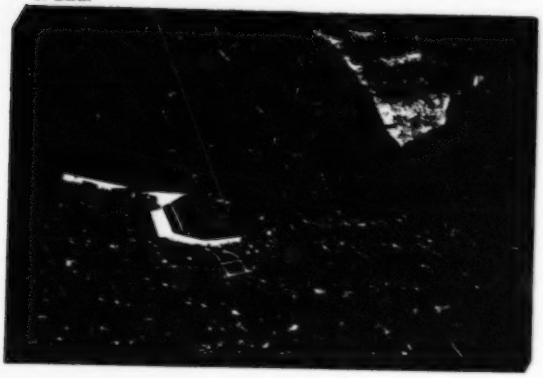
Chargement du pétrolier MV Arctic *aux installations de Panarctic à Bent Horn.* Photo de F.R. Engelhardt.



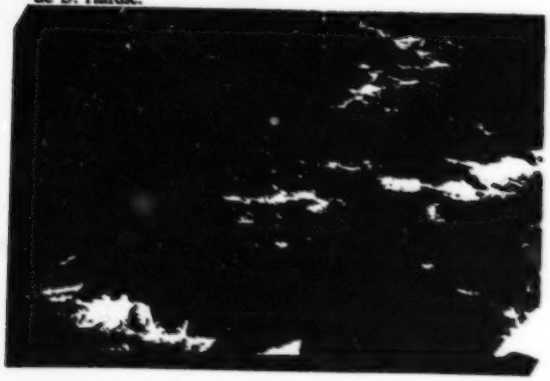
Travaux de forage effectués à partir d'un caisson arctique mobile de Gulf, le Moliqpak, *au site d'Amauligak dans la mer de Beaufort.*



Géologue de l'APGTC à l'œuvre près de Norman Wells. Photo de T. Bird.



Littoral de l'île South Moresby en Colombie-Britannique. Photo de D. Hardie.

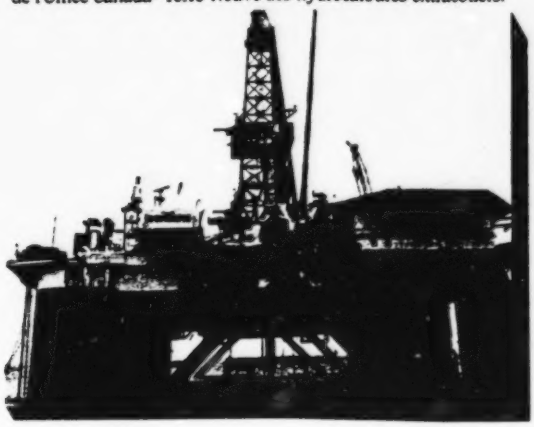


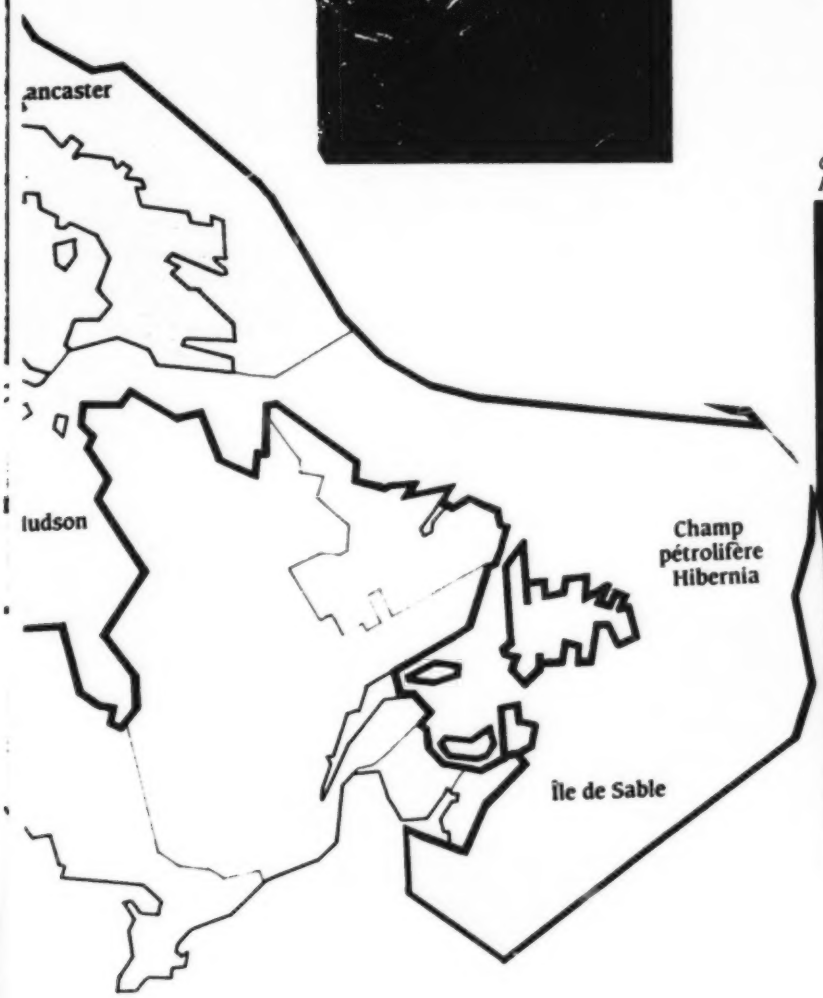
Zone administrée par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Zone administrée par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

Récupération du barrage de retenue au cours d'une manœuvre de déversement de pétrole expérimentale au large des côtes de Terre-Neuve. Photo de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.

L'installation de forage Bow Drill 3 *de Husky/Bow Valley et al. à l'œuvre du puits Whiterose E-09 dans les Grands Bancs.* Photo de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.





Chargement du pétrolier lors des essais au puits Panuke F-99 de Petro-Canada et al. Photo de Petro-Canada Inc.

Faits saillants de 1987

Suite à la promulgation de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, on mettait en vigueur un nouveau régime de gestion des droits. Cette nouvelle loi, qui abroge et remplace la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* adoptée en 1982, donne force de loi à la politique énergétique adoptée par le gouvernement fédéral en 1985 relativement aux terres domaniales. Elle prévoit trois nouveaux types de permis : le permis de prospection, l'attestation de découverte importante et la licence de production; ce faisant, elle modifie la structure du Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE).

Par ailleurs, de concert avec les ministères fédéraux intéressés et à la lumière des recommandations de la Commission royale Hickman sur le naufrage de l'*Ocean Ranger*, l'APGTC a commencé à examiner la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*. Les représentants de l'industrie et des provinces ayant signé des accords de gestion conjointe des ressources en hydrocarbures prendront part aux discussions concernant les propositions de modification de la loi, avant que ces dernières ne soient déposées en Chambre.

En avril dernier, le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador et le gouvernement fédéral ont simultanément promulgué les lois de mise en œuvre de l'Accord Atlantique Canada–Terre-Neuve. Ces lois mettent en œuvre l'Accord Atlantique de 1985, qui prévoit un régime de gestion conjointe et de partage des recettes entre les gouvernements provincial et fédéral en ce qui a trait à la prospection et à la mise en valeur des ressources en hydrocarbures des régions extracôtières de Terre-Neuve et du Labrador.

La législature néo-écossaise a adopté sa loi de mise en œuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers en mai. La loi fédérale correspondante a été déposée en Chambre en juin et a été soumise à un comité législatif à la fin de l'année.

En juin, le gouvernement du Canada et celui de la Colombie-Britannique ont communiqué les résultats de leur réponse conjointe au *Rapport et recommandations de la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest*. Ce document devrait amener la reprise des activités de prospection pétrolière et gazière au large des côtes de la Colombie-Britannique. Les deux gouvernements ont accepté le principe de la plupart des 92 recommandations de la Commission, et ont annoncé la levée prochaine des moratoires fédéral et provincial qui interdisaient la prospection dans les zones extracôtières du Nord de la Colombie-Britannique depuis le début des années 70.

En 1987, le gouvernement canadien et celui de la Colombie-Britannique ont entamé des pourparlers pour préparer un accord Canada–Colombie-Britannique qui permettrait la mise sur pied d'un régime de gestion conjointe et de partage des recettes des ressources en hydrocarbures des zones extracôtières de cette province.

On s'est également penché sur la question d'un éventuel accord du Nord qui aurait pour effet d'augmenter considérablement les responsabilités des gouvernements territoriaux en matière de gestion des ressources pétrolières et gazières du Nord.

En vertu de l'ancienne *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*, on a procédé à l'attribution de droits de prospection pour la région de Fort Good Hope. Réunis à Fort Good Hope le 2 novembre dernier, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et les représentants de Chevron Canada ont paraphé un accord d'exploration, le dernier à être émis aux termes de l'ancienne loi. Les mandataires de Chevron et de Fort Good Hope ont signé une entente de coentreprise qui prévoit la participation de la collectivité à la gestion des activités de prospection.

Dix puits de prospection et quatre puits de délimitation ont été forés sur les terres domaniales au cours de l'année, c'est-à-dire quarante-deux de moins qu'en 1986. On a enregistré une découverte importante de gaz naturel, le gisement de gaz Liard F-25A, dans la région continentale de la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Les travaux de forage entrepris à chacun des trois puits de délimitation ont été couronnés de succès, ce qui confirme la présence de réserves pétrolières et gazières dans les découvertes importantes connues.

Petro-Canada a entrepris des essais d'écoulement prolongé au puits Panuke F-99, le premier puits de délimitation du gisement pétrolifère Panuke, découvert par Shell sur le plateau Scotian en 1986. Les essais, qui ont duré 6 jours, ont permis d'obtenir 3 700 m^3 de pétrole qui ont été expédiés à une raffinerie de Montréal par pétrolier. Cette opération constituait la première expédition de pétrole en provenance de la zone extracôtière de l'Est.

Panarctic a poursuivi la production et l'expédition saisonnières de pétrole extrait du gisement Bent Horn; la première expédition de pétrole a eu lieu en août, l'autre en septembre. La société a écoulé une partie de sa production sur les marchés du Nord, fort intéressés à substituer le diesel beaucoup plus coûteux que l'on fait venir du Sud.

Gestion fédérale-provinciale et territoriale des terres domaniales

Rencontre d'octobre 1987 du Comité d'étude des incidences environnementales APGTC-Inuvialuit à Inuvik. Photo de W. Greenall.

Gestion conjointe

De concert avec les gouvernements provinciaux, le gouvernement fédéral s'occupe de la gestion des activités pétrolières et gazières sur les terres domaniales qui font l'objet d'un accord, comme c'est le cas à l'heure actuelle pour les zones extracôtières de Terre-Neuve et du Labrador et celle de la Nouvelle-Écosse. Les provinces participent à part entière à la préparation de la législation et à l'élaboration des politiques relatives à la réglementation des activités pétrolières et gazières dans leurs zones extracôtières respectives. Elles perçoivent également des recettes tirées de l'exploitation de leurs ressources extracôtières en hydrocarbures, au même titre que s'il s'agissait de ressources terrestres.

Les accords avec Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse ont amené la création de deux organismes indépendants chargés de gérer et d'administrer les activités pétrolières et gazières dans les zones extracôtières de ces provinces. Composés d'un président indépendant et d'un nombre égal de représentants fédéraux et provinciaux, ces offices prennent toutes les décisions concernant les activités extracôtières. Les décisions fondamentales doivent toutefois préalablement être avalisées par les ministres responsables.

La législation relative à la mise en œuvre des accords regroupe les dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* et celles de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*. La réglementation promulguée en vertu des lois de mise en œuvre des accords correspond à la réglementation qui couvre le reste des terres domaniales du Canada. Ainsi, les dispositions du régime de gestion conjointe assure l'uniformité de la réglementation en vigueur dans l'ensemble des terres domaniales du Canada.

Fondée sur le principe d'égalité entre les gouvernements, la gestion partagée est maintenant devenue chose réelle à Terre-Neuve et en Nouvelle-Écosse. Le gouvernement du Canada s'est par ailleurs formellement engagé à instaurer un tel régime de gestion conjointe dans d'autres régions des terres domaniales. Les modalités d'un accord du Nord, qui était à l'étude en 1987, auraient pour effet d'augmenter considérablement les responsabilités des gouvernements du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest en matière de gestion des ressources en hydrocarbures. Les dispositions et la portée des ententes de gestion conjointe font l'objet de discussions bilatérales avec les gouvernements provinciaux et territoriaux.

Terre-Neuve et Labrador

Mise en œuvre de l'Accord Atlantique

Le 4 avril, le gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador et le gouvernement fédéral ont simultanément promulgué leurs lois de mise en œuvre de l'Accord Atlantique Canada–Terre-Neuve. Ces lois visent l'entrée en vigueur de l'*Accord Atlantique* de 1985 qui prévoit la gestion conjointe des activités de prospection et de mise en valeur des ressources en hydrocarbures au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador.

Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers

Au cours de son premier exercice financier, qui s'est terminé le 31 mars, l'Office a tenu 11 réunions ayant trait à la gestion foncière, à la prospection géophysique et aux résultats des travaux de forage dans la zone extracôtière. À la fin de 1987, les exploitants détenaient des droits sur environ 2 millions d'hectares, droits attribués aux termes de 21 permis de prospection, et rapportaient 17 déclarations de découvertes importantes. Les travaux de prospection entrepris sur 7 puits actifs ont engendré des retombées de l'ordre de 382 millions de dollars pour la zone extracôtière de Terre-Neuve.

L'Office prépare actuellement des protocoles d'entente avec les ministères fédéraux et provinciaux intéressés afin d'assurer la coordination dans les secteurs de l'environnement, des pêches, de la sécurité maritime et des retombées économiques.

Nouvelle-Écosse

Accord Canada–Nouvelle-Écosse

Au cours du mois de mai, l'assemblée législative néo-écossaise a adopté sa loi de mise en œuvre de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers. La loi fédérale correspondante, déposée en Chambre en juin, faisait toujours l'objet de délibérations au comité législatif à la fin de l'année. Le regroupement de ces deux lois assurera la gestion conjointe et le partage des recettes des ressources en hydrocarbures provenant de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Ces deux lois prévoient également la création d'un organisme indépendant, l'Office Canada—Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, chargé de gérer au nom des deux gouvernements, les ressources en hydrocarbures provenant du large des côtes de la Nouvelle-Écosse.

Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore

Les membres de l'actuel Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore, créé en 1982 en vertu de l'Entente Canada–Nouvelle-Écosse, se sont rencontrés à six reprises en 1987.

Après l'important fléchissement des cours du pétrole en 1986, la reprise enregistrée en 1987 a soutenu l'intérêt des exploitants pour la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Husky/Bow Valley, Mobil et Shell Canada ont présenté leur évaluation du plateau Scotian aux membres de l'Office.

Texaco Canada a tenu les membres de l'Office au courant des résultats des études biophysiques et géophysiques effectuées sur le banc Georges, et des consultations menées auprès des collectivités locales et des groupes de pêcheurs.

L'Office s'est occupé de la mise en application des politiques des gouvernements provincial et fédéral en matière de retombées économiques découlant des activités pétrolières et gazières. En outre, il a élaboré, à l'intention des sociétés qui exploitent les ressources de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse, des lignes directrices décrivant le processus d'approbation et la présentation de données relatives aux retombées économiques qu'entraînent leurs travaux.

À la fin de l'année 1987, les membres de l'Office ont signalé que les exploitants détenaient des droits sur environ 655 331 millions d'hectares aux termes de 17 accords d'exploration, et que 21 déclarations de découvertes importantes avaient été faites.

Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest

L'APGTC a continué de collaborer étroitement avec le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et celui du territoire du Yukon, conformément à la politique énergétique adoptée en 1985 pour les terres domaniales. Elle a également consulté des groupes d'intérêts spéciaux au sujet de la réglementation des ressources en hydrocarbures des régions du Nord.

La plupart des droits de prospection en vigueur dans le Nord sont venus à échéance en 1987, et on a procédé au renouvellement de 38 permis de prospection, surtout dans la vallée du Mackenzie. Ces permis prorogent de trois ans les accords relatifs aux titres terrestres et de quatre ans ceux relatifs aux titres extracôtiers.

Les droits de prospection attribués dans la région de Fort Good Hope l'ont été de façon très particulière. En effet, l'accord d'exploration a été conclu en vertu de l'ancienne *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*, loi depuis remplacée par la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Le 2 novembre dernier, le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien et les représentants de Chevron ont signé un accord d'exploration à Fort Good Hope. Chevron et cette collectivité se sont lancées dans une coentreprise qui assure la participation des résidents de cette région aux activités de prospection, et qui leur permet de bénéficier des retombées socio-économiques générées.

L'APGTC et le gouvernement des Territoires du Nord-Ouest ont étroitement collaboré afin de renseigner les collectivités au sujet de la politique énergétique relative aux terres domaniales et de l'attribution des droits aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Les pourparlers sur l'attribution de nouveaux droits de prospection dans les régions de Fort Norman et d'Arctic Red River se sont poursuivis, et on a également organisé des réunions d'information avec le Conseil régional Deh Cho.

En ce qui a trait au territoire du Yukon, l'APGTC a eu des entretiens avec des parties intéressées à l'attribution de droits de prospection dans la région du bassin de Whitehorse. La ville de Whitehorse, la bande indienne Kwanlin Dün ainsi que deux sociétés pétrolières sont toujours désireuses d'entreprendre des activités de prospection pétrolière et gazière dans cette région. Cependant, avant de procéder à l'attribution des droits de prospection pour le bassin de Whitehorse, il est nécessaire de parachever le processus de sélection foncière visant à régler les revendications territoriales globales.

Mise en application de la Convention définitive des Inuvialuit

Pour ce qui est de la partie occidentale de l'Arctique, l'APGTC a tenu une réunion avec le Comité d'étude des répercussions environnementales, un organisme consultatif inuvialuit comprenant des représentants du gouvernement et mis sur pied en vertu de la Convention définitive des Inuvialuit de 1984. Elle a présenté, aux membres de ce comité, un résumé des autorisations et des approbations émises conformément à la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz* et à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*. Elle a également entrepris de rappeler, aux exploitants, les dispositions relatives à l'étude environnementale préalable comprises dans la Convention définitive des Inuvialuit.

Colombie-Britannique

Accord Canada–Colombie-Britannique

Suite à la réponse fédérale-provinciale sur le *Rapport et recommandations de la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest*, les deux gouvernements ont annoncé que les travaux pourraient reprendre, sous certaines conditions, et qu'on lèverait prochainement les moratoires provincial et fédéral imposés au début des années 70 sur la prospection dans la partie septentrionale de la zone extracôtière de l'Ouest. Ceci devrait permettre une reprise des travaux de prospection pétrolière et gazière au large des côtes de la Colombie-Britannique. Le gouvernement fédéral et celui de la province ont entrepris des pourparlers visant l'éventuelle conclusion d'un accord Canada–Colombie-Britannique en fin d'année.

Gestion des droits

L'APGTC est responsable de la délivrance et de l'administration des droits de prospection et de production du pétrole et du gaz naturel dans le Nord canadien et dans certaines terres domaniales extracôtières qui tombent sous la juridiction du ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien ainsi que du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources. Elle administre, en outre, les droits miniers fédéraux à l'intérieur des provinces, pour le compte du ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

Suite à la promulgation de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, un nouveau régime de gestion des droits entrait en vigueur le 15 février. Cette loi prévoit la délivrance de trois nouveaux types de permis : un permis de prospection, une attestation de découverte importante et une licence de production. On prépare actuellement la réglementation relative à l'enregistrement des droits pétroliers et gaziers, à l'amélioration du système d'arpentage des terres domaniales, ainsi qu'à l'imposition et à la perception des redevances conformément à la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Au cours de 1987, la plupart des permis de prospection émis pour le Nord sont venus à échéance, et les sociétés pétrolières ont soit rétrocédé les terres à la Couronne, soit renouvelé leurs permis, pour des périodes de trois ans dans le cas de la prospection terrestre et de quatre ans dans le cas de la prospection extracôtière. Dans la région de Fort Good Hope, un accord d'exploration a été émis conformément aux dispositions de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*. Par contre, aucun nouveau droit n'a été accordé aux termes de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*, qui remplace la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*.

L'APGTC, l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore, le ministère de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador ainsi que le ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse se sont entretenus en vue de préparer de nouveaux types de permis et de rédiger l'ébauche de réglementations, de politiques et de lignes directrices afférentes. À la fin de l'année, l'APGTC avait également entrepris des discussions à ce sujet avec les représentants de l'industrie.

AVOIRS FONCIERS DANS LES TERRES DOMANIALES (à la fin de l'année)	1983	1984	1985	1986	1987
Nombre d'accords d'exploration ou de permis de prospection en vigueur*	120	153	150	118	112
Parcelles négociées dans le cadre d'accords d'exploration ou de permis de prospection (en millions d'hectares)	25.0	21.2	24.9	4.1	7.3
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	1.6	24.7	20.0	39.2	15.1
Parcelles détenues par les sociétés* (en millions d'hectares)	115.4	89.5	70.8	33.5	20.6

* *Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*

STATUT DES PARCELLES À LA FIN DE L'ANNÉE 1987

	Accords d'exploration ou permis de prospection en vigueur*	Parcelles rétrocédées ou abandonnées	Parcelles négociées dans le cadre d'accords d'exploration ou de permis de prospection	Parcelles détenues par les sociétés	Parcelles en attente**
		(en millions d'hectares)	(en millions d'hectares)	(en millions d'hectares)	(en millions d'hectares)
Partie continentale des Territoires	29	4,7	4,5	2,3	1,1
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	28	1,4	2,1	2,9	0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	16	5,9	0,3	1,6	2,4
Baie d'Hudson	1	0,2	0	11,4	1,4
Grands Bancs et mer du Labrador	21	1,8	0,1	1,7	1,5
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent)	17	1,1	0,3	0,7	3,4
Côte ouest	0	0	0	0	8,7
Total	112	15,1	7,3	20,6	18,5

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*

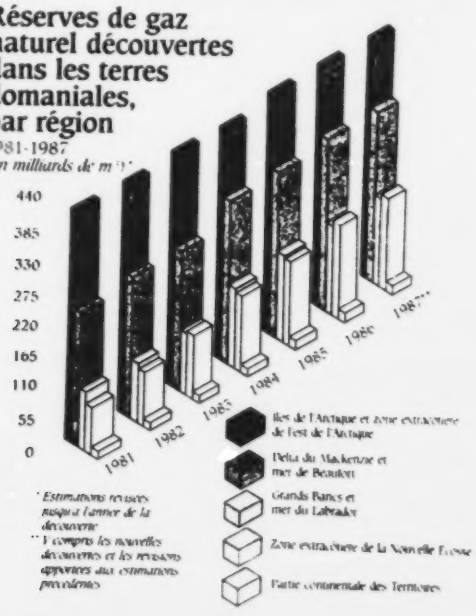
*** «En attente» comprend les zones où les activités de prospection ont été suspendues : côte ouest, baie de Baffin, banc Georges, Saint-Pierre-et-Miquelon, etc.*

ACCORDS D'EXPLORATION ET PERMIS DE PROSPECTION NÉGOCIÉS EN 1987

Exploitant	No de l'accord d'exploration ou du permis de prospection	Nombre d'accords ou de permis	Superficie (en milliers d'hectares)	Site	Durée (en années)
Shell	298.299	2	202	Plateau Scotian	3
PCI	300	1	9	Plateau Scotian	6
Mobil	301	1	56	Grands Bancs	4
PCI	302	1	442	Lac Tweed	3
PCI	303	1	366	Plaines Mackenzie	3
Dome	304	1	333	Colville Hills	3
Amoco	305-307	3	278	Territoires du Sud	3
PCI	308	1	64	Cameron Hills	3
Esso	309	1	318	Lac des Bois	3
Coho	310	1	40	W. Cameron Hills	3
Texaco	311	1	51	Arrowhead	3
Paramount	312	1	32	Cameron Hills	3
Dome	313	1	231	Rond Lake	3
Sulpetro	314	1	95	Trout Lake	3
Wes Dec.	315.316	2	476	Vallée du Mackenzie	3
Placid	317	1	175	Mer de Beaufort	4
Texaco	318	1	48	Norman Wells	3
Amerada	319	1	104	Fort Norman	3
Chevron	320	1	25	Liard	3
Westmin	321	1	129	Eagle Plain	3
Chevron	322	1	426	Fort Good Hope	8
Panarctic	323-325	3	281	Îles de l'Arctique	4
PCI	326-328	3	960	Territoires du Sud	3
Dome	329-332	4	1280	Mer de Beaufort	4
Amoco	333	1	152	Liard	3
Placid	334	1	326	Mer de Beaufort	4
Shell	335	1	156	Delta du Mackenzie	3
Gulf	336	1	173	Delta du Mackenzie	3
Chevron	337-339	3	69	Delta du Mackenzie	3

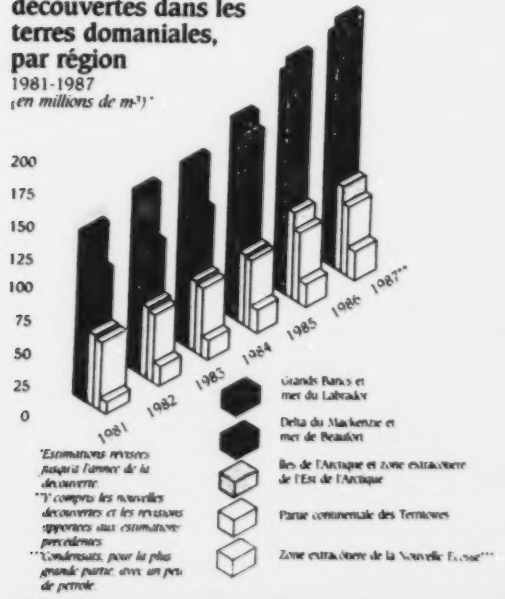
Travaux de prospection

Réserves de gaz naturel découvertes dans les terres domaniales, par région
1981-1987
*(en milliards de m³)**



** Estimations révisées jusqu'à l'année de la découverte*
*** Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes*

Réserves de pétrole découvertes dans les terres domaniales, par région
1981-1987
*(en millions de m³)**



** Estimations révisées jusqu'à l'année de la découverte*
*** Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes*
**** Condensats, pour la plus grande partie, avec un peu de pétrole*

Au total, 17 puits étaient actifs en 1987 dans les terres domaniales. Bien que ce chiffre soit beaucoup moins élevé que ceux des trois années précédentes, au cours desquelles il y avait eu une importante recrudescence des activités, il se compare avec ceux d'autres périodes de pointe du cycle de prospection. Quatorze puits ont été achevés en 1987, six dans le Nord et huit au large de la côte est. En fin d'année, un puits a été suspendu et des travaux de forage ont été amorcés à deux autres endroits. Le nombre de puits de délimitation a augmenté par rapport au nombre de puits de prospection, ce qui indique que l'industrie s'affaire actuellement à évaluer l'étendue des réserves se trouvant dans les gisements connus en vue de la production éventuelle. D'ailleurs, les travaux de forage sur trois puits de délimitation ont été couronnés de succès. Une découverte importante de gaz naturel a été signalée à l'un des dix puits de prospection achevés, Liard F-25A de Northcor *et al.*, qui se trouve dans la partie méridionale des Territoires du Nord-Ouest.

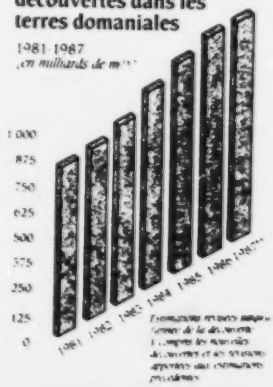
Le Nord

L'évaluation réussie du champ Amauligak, la réalisation d'une découverte importante de gaz naturel dans le Sud des Territoires du Nord-Ouest et l'évaluation plus poussée du champ pétrolifère Bent Horn constituent les faits saillants des travaux de prospection entrepris dans le Nord.

Mer de Beaufort

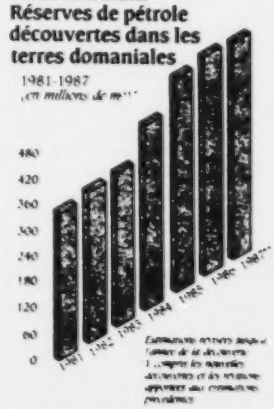
Dans le Nord, la mer de Beaufort reste la zone la plus importante pour les travaux de prospection et de mise en valeur des hydrocarbures. En 1987, quatre puits extracôtiers ont été forés, dont deux de délimitation et deux de prospection. En début d'année, Gulf Canada annonçait son intention de reprendre les travaux de forage de délimitation sur le gisement gazifère et pétrolifère Amauligak découvert en 1984. On prévoyait forer en 1987-1988, deux ou même trois puits de délimitation en utilisant le *Molikpaq*, un caisson arctique mobile, à partir d'un remblai situé sur la partie est du gisement. Le premier de ces puits, Amauligak F-24 de Gulf *et al.*, troisième puits de délimitation du champ, a atteint sa profondeur maximale et fera l'objet d'essais au cours de l'été 1988. Le forage du second puits de délimitation pour 1987-1988, Amauligak 2F-24, a été entamé en décembre.

Total cumulatif Réserves de gaz naturel découvertes dans les terres domaniales
1981-1987
*(en milliards de m³)**



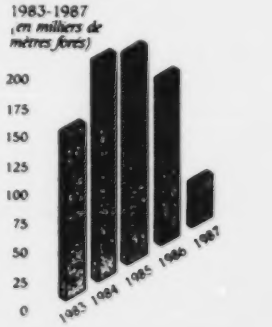
** Estimations révisées jusqu'à l'année de la découverte*
*** Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes*

Total cumulatif Réserves de pétrole découvertes dans les terres domaniales
1981-1987
*(en millions de m³)**

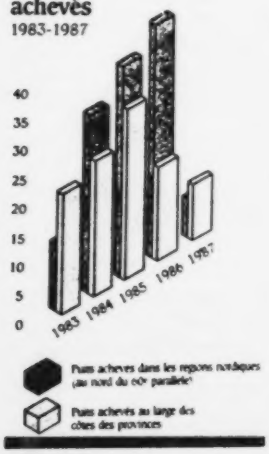


** Estimations révisées jusqu'à l'année de la découverte*
*** Y compris les nouvelles découvertes et les révisions apportées aux estimations précédentes*

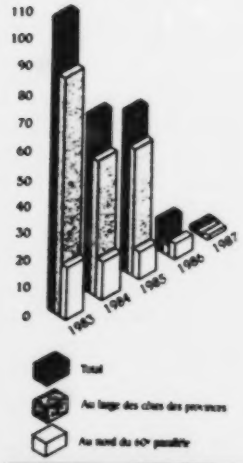
Forages de prospection dans les terres domaniales
1983-1987
(en milliers de mètres forés)



Nombre de puits achevés
1983-1987



Levés de sismique-réflection effectués dans les terres domaniales
1983-1987
(en milliers de km)



Les deux puits de prospection ont donné des résultats plutôt décevants : les deux étaient secs et ont été abandonnés. Esso Canada a foré le puits Kaubvik I-43 d'Esso *et al.* à partir d'une île artificielle située dans la partie centrale de la mer de Beaufort. Le puits Angasak L-03 de Trillium *et al.* a été foré à partir d'une plate-forme de glace épaissie de façon artificielle et située à l'extrémité nord de la péninsule Tuk, première installation de ce genre à être utilisée dans la mer de Beaufort.

Partie continentale des Territoires

Deux puits de prospection ont été achevés dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest. Au début de 1987, des essais ont été entrepris sur le puits Liard F-25A de Northcor *et al.*, situé à 10 km au nord-est du champ gazifère Pointed Mountain. Le puits, dont on a entrepris le forage après que le puits Liard F-25 se soit avéré sec, avait été foré jusqu'à sa profondeur maximale à la fin de 1986. Les essais aux tiges ont permis d'enregistrer la présence de gaz à la surface au rythme stabilisé de 249 000 m³ par jour. Le gisement a été désigné comme une découverte importante de gaz naturel. Dans un communiqué de presse, la société Northcor indiquait qu'elle étudiait la possibilité de relier ce puits à l'usine de traitement de gaz de Pointed Mountain. Le second puits de prospection, North Cameron C-24 de PCI *et al.*, a été foré dans la région de Cameron Hills au cours de l'été, pour ensuite être abandonné sans qu'il y ait eu d'essai.

Îles de l'Arctique

Vers la fin de l'année, Panarctic a foré un puits de prospection, le Bent Horn F-72B, jusqu'à une section plus profonde du réservoir sous-jacent au champ pétrolifère Bent Horn. Panarctic espérait être en mesure d'augmenter les réserves en dessous du champ pétrolifère et d'établir un puits de relève à proximité du puits de production Bent Horn A-02. Le puits Bent Horn F-72B, foré au même endroit que le Bent Horn F-72A de 1975, a atteint une profondeur totale de 3 278 m. Panarctic y a abandonné les travaux sans même avoir conduit d'essai.

Zone extracôtière de l'Est

Les travaux de forage dans la zone extracôtière de l'Est ont principalement eu lieu à proximité de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse, et près d'Hibernia, au large de Terre-Neuve, deux régions où se déroulent traditionnellement de nombreux travaux de prospection. Trois puits de délimitation réussis, deux au large de Terre-Neuve et un au large de la Nouvelle-Écosse, constituent les faits saillants de 1987.

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Un puits de délimitation et deux puits de prospection ont été achevés au large des côtes de la Nouvelle-Écosse. Petro-Canada a foré avec succès un puits de délimitation, le Panuke F-99 de PCI *et al.*, sur le gisement pétrolifère Panuke découvert par Shell en 1986. Les essais aux tiges ont permis d'enregistrer des débits quotidiens de pétrole allant jusqu'à 918 m³. Un essai d'écoulement prolongé d'une durée de six jours a permis d'évaluer la qualité du gisement et la capacité de production de ce réservoir. Le test a produit quelque 3 700 m³ de pétrole, acheminé par pétrolier à une raffinerie de Montréal. C'était là le premier envoi de pétrole en provenance de la zone extracôtière de l'Est.

Les deux puits de prospection étaient secs et ont été abandonnés. Espérant réaliser une autre découverte de pétrole dans la zone pétrolière de Cohasset-Panuke, Petro-Canada a foré le puits Como P-21 de PCI *et al.*, à 17 km à l'ouest de la découverte de pétrole Cohasset. Le puits Whycocomagh N-90 de Canterra *et al.* a été foré à une profondeur de 3 536 m, entre les découvertes importantes de gaz naturel réalisées à Glenelg et à Alma, et a été abandonné sans qu'il y ait eu d'essai.

Zone extracôtière de Terre-Neuve

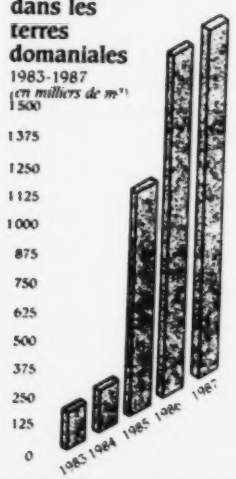
Le forage de quatre puits de délimitation et de trois puits de prospection a fait de la zone extracôtière de Terre-Neuve la région la plus active de l'ensemble des terres domaniales. Deux exploitants ont vu leur forage de délimitation couronné de succès. À la fin de 1987, Petro-Canada a lancé un programme de forage de délimitation à Terra Nova, afin d'évaluer plus à fond l'importance du gisement pétrolifère. Les essais entrepris sur le cinquième puits de délimitation du gisement Terra Nova, le Terra Nova H-99 de Petro-Canada *et al.*, ont donné lieu à un débit journalier de 1 192 m^3. Cela venait confirmer qu'une section du réservoir productif dans le quadrant nord-est de cette structure était de bonne qualité. Le sixième puits de délimitation, le Terra Nova C-09, a été entamé au début de décembre immédiatement au nord du gisement Terra Nova.

Husky/Bow Valley a repris ses travaux sur le North Ben Nevis P-93 de HBV *et al.*, le premier puits de délimitation foré sur sa découverte de pétrole et de gaz naturel de 1986. Deux essais aux tiges effectués sur deux intervalles distincts ont débité quotidiennement une moyenne de 864 m^3 de pétrole et de 110 000 m^3 de gaz naturel. Husky/Bow Valley a par la suite poursuivi ses travaux de forage de délimitation sur la découverte de pétrole et de gaz naturel Whiterose. Le quatrième puits de délimitation, le Whiterose E-09 de HBV *et al.*, a été foré à une profondeur de 3 811 m avant que les travaux ne soient temporairement suspendus vers la fin de l'année pour permettre d'effectuer des réparations et des levés de certification sur l'installation de forage *Bow Drill 3*.

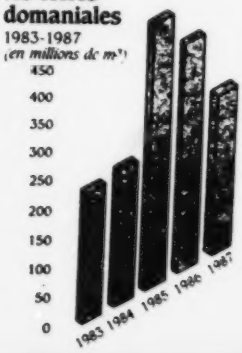
Les travaux effectués sur trois puits de prospection se sont soldés par un échec. Husky/Bow Valley a foré deux puits de prospection, le Golconda C-64 de HBV *et al.* et le Bonne Bay C-73 de HBV *et al.*, et a abandonné ses travaux sans avoir procédé à des essais. Northcor et ses associés ont entrepris les seuls travaux de forage à l'extérieur de la région d'Hibernia au puits Narwhal F-99 de Northcor *et al.* sur le talus continental. Jamais encore un puits au large de Terre-Neuve n'avait été foré dans des eaux aussi profondes. Les travaux ont par contre été abandonnés sans qu'il y ait eu d'essai, après que le forage eut atteint une profondeur de 4 575 m.

Conservation et mise en valeur des ressources

Production de pétrole dans les terres domaniales
1983-1987
(en millions de m³)



Production de gaz naturel dans les terres domaniales
1983-1987
(en millions de m³)



Chargée de la réglementation de la mise en valeur et de la production du pétrole et du gaz naturel dans les terres domaniales, l'APGTC voit de plus à la conservation de ces précieuses ressources non renouvelables.

Norman Wells – Partie continentale des Territoires

L'APGTC s'est chargée d'analyser les données sur la production et le rendement du champ pétrolifère Norman Wells, pour s'assurer qu'Esso avait respecté les modalités du programme d'injection d'eau approuvé en 1980. Cette analyse a permis de confirmer que le programme a été une réussite : le débit de production de pétrole s'est stabilisé, le rapport gaz naturel-pétrole a diminué et une hausse du niveau de pression dans le réservoir a été observée.

La production totale de pétrole du champ Norman Wells a atteint 1 531 000 m³ en 1987, ce qui constitue une augmentation de 120 000 m³ par rapport à 1986. Le débit moyen de pétrole qui était de 4 165 m³ par jour a atteint un maximum de 4 860 m³ par jour au cours du mois de décembre. En conséquence, la production de gaz en 1987 a chuté à 163 millions de m³, et le rapport gaz naturel-pétrole a continué d'être à la baisse, atteignant 100 comparativement à 133 en 1986.

D'autres travaux de forage ont permis de porter à 168 le nombre de puits de production et à 146 celui de puits d'injection. En plus de faire augmenter les réserves récupérables, les nouveaux puits ont permis d'améliorer les capacités d'injection d'eau en accroissant le rapport puits de production-puits d'injection. Esso a amélioré ses installations afin de pouvoir traiter le volume d'eau associée à la production de gaz naturel devenu plus important.

Pointed Mountain – Partie continentale des Territoires

La production totale du champ gazifère Pointed Mountain a été de 156 millions de m³ comparativement à 205 millions en 1986, ce qui vient confirmer que la production de gaz naturel de ce champ a continué de diminuer en 1987. La production gazière globale de ce champ depuis sa découverte a atteint 7 831 millions de m³ à la fin de 1987.

Amauligak – Mer de Beaufort

L'APGTC a terminé l'étude des données recueillies lors des essais d'écoulement prolongé effectués en 1986 sur le puits Amauligak I-65B. Les résultats de ces analyses ont servi à établir des lignes directrices qui devront désormais être observées lorsqu'on effectuera des essais d'écoulement prolongé.

On a approuvé les travaux du puits de délimitation Amauligak F-24, situé du côté est du champ pétrolifère Amauligak. Les données recueillies lors du forage et des essais viendront s'ajouter à celle concernant la description du réservoir. Elles permettront de mener à bien une étude de simulation du réservoir et d'évaluer les diverses possibilités de production de ce champ.

Bent Horn – Îles de l'Arctique

La capacité des installations de stockage de Bent Horn a presque doublé, puisqu'elle est passée de 17 161 à 25 551 m³ en 1987. Pour la troisième année consécutive, Panarctic expédiait, par pétrolier, deux cargaisons de pétrole vers les marchés du Sud du pays. Un premier chargement de 23 930 m³ de pétrole a été effectué le 26 août à bord de l'*Arctic*. En cours de route, le pétrolier a déchargé quelque 1 930 m³ de pétrole à Resolute pour la Commission d'énergie du Nord canadien. L'*Arctic* est ensuite retourné le 15 septembre au gisement Bent Horn où il a reçu un deuxième chargement de pétrole, celui-ci de 18 689 m³. Il s'est ensuite dirigé vers l'île Little Cornwallis où il a livré 5 403 m³ de pétrole à la mine Polaris. À proximité de l'île Devon, le reste de sa cargaison a par la suite été transbordé sur l'*Irving Nordic*, qui l'a acheminée vers la raffinerie de Petro-Canada à Montréal.

La production de Bent Horn a plus que doublé depuis 1986. En effet, le puits a donné 34 523 m³ de pétrole en 1987, et 17 522 m³ en 1986. À la fin de l'année, sa production pétrolière globale était de 81 539 m³.

Hibernia – Zone extracôtière de Terre-Neuve

Pour donner suite aux problèmes de conservation soulevés lors de la demande d'approbation du Plan de mise en valeur d'Hibernia soumis par Mobil, l'APGTC a fait une étude géologique et technique détaillée des réservoirs de grès Avalon et Hibernia. Un système informatisé de description du réservoir a permis de compiler des données sur la production nette, la porosité et la perméabilité des deux réservoirs. Plusieurs modèles bidimensionnels, multicouches et en coupe ont été utilisés pour générer les données nécessaires à la création d'un logiciel de modélisation tridimensionnel.

Suite à la demande d'approbation du Plan de mise en valeur d'Hibernia, l'APGTC a mené des études concernant l'injection d'eau dans le réservoir de grès Avalon et près de ce dernier. Les essais effectués au puits Hibernia B-08 laissent croire qu'il existe, à l'état naturel, un banc de gaz naturel miscible dans le réservoir de grès Hibernia. Cette découverte a poussé

l'APGTC à évaluer les modèles tridimensionnels relatifs à l'injection de fluides miscibles et à l'injection d'eau pour le réservoir de grès Hibernia. Le modèle d'injection de gaz naturel a permis d'établir qu'il y avait miscibilité, et les résultats préliminaires des calculs ont été encourageants. L'étude a permis de formuler certaines prévisions quant au débit et à la quantité du pétrole provenant des réservoirs d'Hibernia et d'Avalon.

Terra Nova – Zone extracôtière de Terre-Neuve

Petro-Canada a entrepris un programme de forage de délimitation afin de s'assurer qu'il existe des réserves pétrolières additionnelles dans la structure Terra Nova. Le puits de délimitation Terra Nova H-99 de PCI *et al.*, le cinquième à être foré dans cette structure, a laissé jaillir du pétrole, confirmant ainsi qu'une section du réservoir productif était de bonne qualité. À la fin de l'année, un sixième puits de délimitation était foré. Une fois le programme de délimitation terminé, on s'attend à ce que Petro-Canada présente une demande d'approbation de plan de mise en valeur auprès de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. Ce plan devrait comprendre l'emploi d'un système de production flottant. L'APGTC étudie actuellement les prévisions relatives aux réserves pétrolières pour Terra Nova.

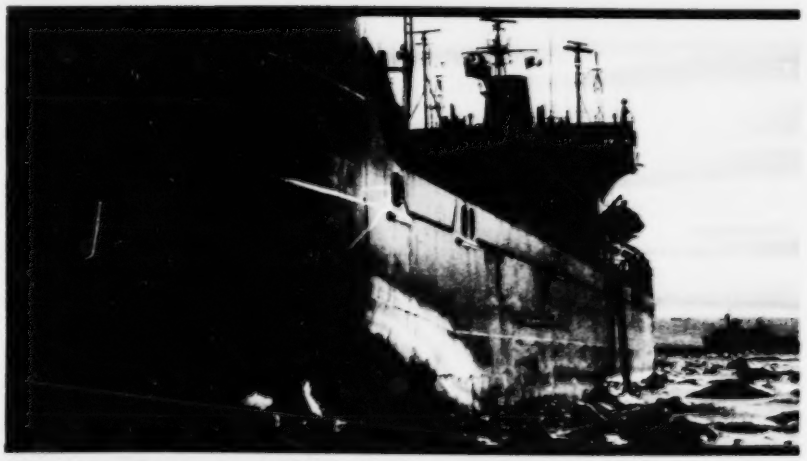
Venture – Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

En 1987, l'APGTC a terminé une étude portant sur l'élaboration d'une stratégie d'épuisement optimal pour les réservoirs polysableux à haute pression, comme celui qui se trouve dans le champ Venture. Dans cette étude, elle a évalué les complications découlant de la juste répartition des divers travaux : ceux liés à l'optimalisation du débit de gaz naturel, à l'obtention des données d'ingénierie sur le réservoir et à la maximalisation de la conservation des ressources. Les résultats de cette étude ont été publiés dans le rapport sur l'épuisement du champ gazifère Venture.

Cohasset – Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Suite aux résultats obtenus au puits de délimitation Cohasset A-52 de PCI *et al.*, le deuxième en son genre sur la structure Cohasset, on a entrepris de nouvelles évaluations d'ingénierie afin de déterminer l'importance du réservoir. En prévision de l'expansion future, Petro-Canada a entamé l'étude d'options de production et a examiné les types d'installations pouvant être employées dans ce champ.

Installations de Panarctic à Bent Horn sur l'île Cameron dans le Grand Nord. Photo de K. Singh.



Chargement de pétrole brut à bord du M.V. Arctic aux installations de production de Bent Horn. Photo de F.R. Engelhardt.

Panuke – Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Le puits de délimitation Panuke F-99 de PCI *et al.* a permis de confirmer la présence de la zone pétrolifère détectée lors du forage du puits de prospection Panuke B-90. Les essais menés par Petro-Canada sur le puits Panuke F-99 sur une période de six jours ont laissé jaillir environ 3 700 m^3 de pétrole à un rythme allant jusqu'à 918 m^3 par jour. La société poursuit actuellement des études théoriques sur les diverses possibilités de production.

Protection du travailleur

Exercice de sauvetage : un homme à la mer portant une combinaison de survie.

Règlements et lignes directrices

Depuis sa création en 1981, l'APGTC voit, par l'entremise de la *Loi sur la production et la conservation du pétrole et du gaz*, à assurer la santé et la sécurité des travailleurs du secteur pétrolier dans les terres domaniales. Elle a amorcé, auprès des gouvernements de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, ainsi que de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers, un processus de consultation en ce qui a trait aux initiatives de réglementation concernant la sécurité et la santé des travailleurs de l'industrie pétrolière.

Dans le but d'améliorer la sécurité sur chaque chantier, l'APGTC a collaboré avec Travail Canada pour mettre au point le *Règlement concernant la santé et la sécurité au travail dans les secteurs pétrolier et gazier*, règlement promulgué à la fin d'octobre conformément à la Partie IV du *Code canadien du travail*. Selon un protocole d'entente conclu avec Travail Canada, l'APGTC s'est vu confier le mandat de voir à l'application de la Partie IV du Code pour tout le personnel engagé dans des activités de prospection, de production, de traitement, de conservation ou de transport de pétrole ou de gaz naturel dans les terres domaniales. Le nouveau règlement établit des normes minimales précises pour les lieux de travail, dont celles concernant l'éclairage, le niveau de bruit, le matériel de manutention, l'hygiène et la qualité de l'eau potable.

En collaboration avec les gouvernements de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve, l'APGTC poursuit sa révision des aspects techniques du *Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada*. Cette révision prend en considération les progrès de la technologie et des procédures de forage, et envisage les modifications à apporter afin que ce règlement corresponde à la Partie IV du *Code canadien du travail*. Une fois que l'ébauche des modifications sera prête, l'APGTC entreprendra une série de consultations auprès de l'industrie.

Au cours de l'année couverte par ce rapport, l'APGTC a continué de préparer le *Règlemement sur les installations utilisées dans la production du pétrole et du gaz au Canada*. Pour cela, et afin de pouvoir établir des normes efficaces qui puissent faire corps avec le règlement, elle a passé en revue l'ensemble des pratiques courantes de certains secteurs de production. Les résultats de ces travaux constituent la pierre angulaire d'une série de cinq manuels de référence sur les pratiques sécuritaires à adopter sur les installations de production. La dernière ébauche du Règlement a été distribuée à l'industrie pour fins d'examen et de commentaires.

Toujours en 1987, l'APGTC a présenté un plan pour l'élaboration de certificats de conformité pour les installations de production. Elle a également établi les lignes directrices pour déterminer si un organisme quelconque peut devenir un organisme d'accréditation. De plus, elle a préparé des lignes directrices pour faciliter le travail des organismes d'accréditation qui doivent évaluer les installations de production.

Normes sur les combinaisons de survie

Conformément à la réglementation, tous les membres d'équipage et tous les passagers d'un hélicoptère doivent porter une combinaison flottante lors de leurs déplacements entre les installations extracôtières et la terre ferme. À ce sujet-là, l'Office des normes générales du Canada a publié, en décembre 1986, un ouvrage intitulé *Norme sur les combinaisons flottantes pour passagers d'hélicoptère*. L'APGTC présidait le comité chargé de l'ébauche de ce document. Cette norme détaille en long et en large les exigences concernant les combinaisons flottantes à être utilisées dans les terres domaniales, que ce soit sur le plan de la conception ou du rendement. Tous les exploitants devront respecter cette norme à partir de juillet 1988.

Par ailleurs, l'APGTC participe activement à la préparation de normes sur les combinaisons d'évacuation en mer et les combinaisons de travail. La rédaction de ces normes étant presque terminée, il est fort probable que les combinaisons qui y répondent seront sur le marché d'ici la fin 1988.

Code de l'Association canadienne de normalisation pour les installations extracôtières

L'APGTC siège aux comités technique et d'orientation de l'Association canadienne de normalisation (ACNOR) qui sont en train de mettre au point un code devant régir la conception, la construction et la mise en place d'installations de production fixes. Les normes préliminaires ayant trait aux critères de conception, aux charges, aux fondations, aux structures d'acier et de béton, ainsi qu'aux opérations en mer seront publiées en 1988. L'ACNOR et l'APGTC ont également commencé à vérifier et à réviser les aspects techniques et pratiques du Code.

Groupe de travail sur le forage en zone de géopression

Le Groupe de travail sur le forage en zone de géopression a déposé un rapport portant surtout sur la prévision et la détection de la pression, la conception des conduits ainsi que le matériel et les procédures de contrôle des puits. Le rapport recommandait l'adoption de pratiques visant à intensifier la sécurité des travailleurs dans le domaine du forage en zone de géopression. Composé de représentants de l'APGTC et de

l'industrie, le Groupe de travail a été créé en 1986 afin d'examiner les problèmes énoncés dans le rapport intitulé *Examen des procédures et pratiques en matière de sécurité à suivre lors des travaux de forage de prospection dans les formations surpressurisées du plateau Scotian*, qui avait été commandé par l'APGTC. Il sera recommandé à tous les exploitants qui effectuent des travaux de forage en zone de géopression de prendre connaissance de ce rapport.

Formation en matière de sécurité

L'APGTC siège également à un comité technique chargé de mettre sur pied un programme de formation pour protéger les travailleurs de l'industrie des effets nocifs des gaz d'hydrogène sulfuré. Ce comité est composé de représentants des gouvernements provinciaux, du Service de formation dans l'industrie pétrolière, de l'Association canadienne des entrepreneurs en forage pétrolier ainsi que d'autres associations de l'industrie. Tous les travailleurs du secteur pétrolier susceptibles d'entrer en contact avec ce gaz extrêmement toxique au cours de leur travail devront suivre cette formation.

Au cours de l'année, l'APGTC a émis des lignes directrices pour la formation en matière de survie dans les zones extracôtières de l'Est et du Nord. Les lignes directrices qui ont trait à la côte est s'adressent aux personnes qui n'ont pas travaillé en mer depuis un certain temps et qui ont besoin de recyclage, alors que celles relatives aux zones extracôtières du Nord ont été préparées à l'intention des travailleurs qui ont besoin d'une formation de base sur la sécurité en mer.

Inspections

Au cours des travaux de forage et de production, l'APGTC effectue des inspections de chaque installation afin d'évaluer si les activités en cours se déroulent en toute sécurité et de façon efficace, et de s'assurer que ces dernières sont conformes aux règlements et lignes directrices. En 1987, l'APGTC a procédé à 50 inspections.

Toujours en 1987, six inspecteurs de l'APGTC ont été nommés agents de sécurité, conformément à un protocole d'entente parafé par l'APGTC et Travail Canada. Ces agents sont chargés de vérifier si la réglementation en matière de santé et de sécurité est respectée sur les lieux de travail et à assurer que la Partie IV du *Code canadien du travail* est appliquée à la lettre dans les terres domaniales où se déroulent des activités pétrolières et gazières.

Accidents avec perte de temps

En 1987, le taux d'accidents survenus lors de travaux de forage a diminué substantiellement, passant de 22,4, en 1986, à 9,7. Ce taux est calculé comme le nombre d'accidents avec perte de temps par millions d'heures-personnes de travail. En plus des accidents avec perte de temps énumérés dans le tableau suivant, six autres accidents de ce genre ont été signalés au cours de travaux de production dans les terres domaniales. Il n'y a eu aucun accident mortel lié à la prospection ou à la production pétrolière et gazière en 1987.

Le système de largage d'embarcations de sauvetage par tangon (PROD) installé sur Bow Drill 3 *de Husky/Bow Valley (tangon à gauche).* Photo de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers.

ACCIDENTS AVEC PERTE DE TEMPS DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1987

	Heures-personnes sur les lieux de travail		Accidents avec perte de temps		Fréquence des accidents	
	Installations de forage	Navire de service et de secours	Installations de forage	Navire de service et de secours	Installations de forage	Navire de service et de secours
					(accidents avec perte de temps 10⁶ heures-personnes)	
Partie continentale des Territoires	228 720	S/O	0	S/O	0	S/O
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	605 139	245 028	6	6	9,9	24,5
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	42 000*	S/O	1	S/O	23,8	S/O
Grands Bancs et mer du Labrador	533 560	205 155	8	19	15,0	92,6
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	133 450	41 754	0	0	0	0
Total	1 542 869	491 937	15	25		

**Estimation.*
S/O : sans objet.

Représentants de l'APGTC revêtus de combinaisons de sauvetage pour se déplacer au large des côtes. Photo de M. Thomas.

Glace de mer et icebergs

Au cours de la saison des glaces de 1986-1987, l'installation de forage *Bow Drill 3* de la Husky/Bow Valley était la seule plate-forme en activité sur les Grands Bancs. Le 25 février, pendant les travaux de forage sur le puits Bonne Bay C-73, les glaces ont commencé à se former tout autour de la plate-forme. Une fois certain que les glaces n'allaient pas se retirer, on a fait remorquer la plate-forme de forage jusque dans la baie Mortier pour effectuer la vérification annuelle et les réparations qui s'imposaient. Plus tard au cours de la saison, plusieurs icebergs ont dérivé vers le sud, traversant les Grands Bancs. Quelques-uns sont passés à proximité du lieu de forage; un seul a cependant dû être remorqué.

Pour la deuxième fois en deux ans, la mer de Beaufort a connu des conditions de glace très favorables. La saison d'eau libre a duré plus longtemps qu'à l'ordinaire et il y a eu plus d'eau libre que d'habitude. Cette année, il y a eu beaucoup moins d'accumulation de vieille glace qui nécessite fréquemment l'arrêt des travaux de forage.

Gulf a profité de la très longue saison d'eau libre, qui a débuté à la mi-juillet, pour achever la construction du remblai et pour ancrer, dès septembre, le *Molikpaq* sur le puits Amauligak F-24.

Recherche-développement

Les conditions environnementales canadiennes exigent souvent la mise au point, l'évaluation et la mise en application de nouvelles technologies; il arrive également que l'on doive adapter les technologies existantes à des événements souvent uniques. C'est pour cette raison que la recherche-développement (R-D) fait partie intégrante des activités de l'APGTC.

Grâce au Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE) du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le gouvernement fédéral détient les connaissances techniques voulues pour lui permettre de s'acquitter, de façon efficace et sécuritaire, de ses responsabilités en matière de réglementation pour la production de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité.

En 1987, l'APGTC a dirigé plusieurs importants travaux de R-D dans le cadre de ce programme, a présidé le Comité de R-D du PRDE sur le génie maritime, et a participé aux travaux de comités chargés d'études géoscientifiques ou géotechniques sur les activités au large des côtes ou de recherches sur le matériel, le transport et la protection de l'environnement. Des travaux de recherche entrepris au cours de l'année portent sur l'évacuation des plates-formes de forage, l'amélioration du matériel d'urgence et des techniques de sauvetage en mer, ainsi que sur l'établissement de normes pour la conception, la construction et l'installation de plates-formes de forage au large des côtes, la protection des pipelines et les interactions entre les glaces et les installations. Vous trouverez ci-après la description de certaines de ces importantes études.

Système de largage d'embarcations de sauvetage par tangon (PROD)

Le système PROD a été conçu pour éloigner, de façon sécuritaire, l'embarcation de sauvetage de la plate-forme de forage lors de la mise à l'eau. Suite aux essais fructueux, on a approuvé, en 1987, l'emploi du système sur les unités mobiles de forage semi-submersibles, comme matériel de sauvetage complémentaire. Deux de ces systèmes ont été installés sur *Bow Drill 3,* qui effectue des travaux de forage au large de la côte est. Watercraft International, qui a mis au point le système PROD, a depuis procédé à de nouveaux essais pour que ce système puisse être installé sur les plates-formes de production fixes érigées dans la mer du Nord.

Installation de récupération des personnes à bord de bateaux de sauvetage (LORS)

Conçu par Husky Bow Valley, le système LORS était en cours d'élaboration en 1987. L'évaluation du système PROD a mis en lumière le fait que l'évacuation n'est pas terminée tant et aussi longtemps que tous les survivants n'ont pas quitté l'embarcation de sauvetage. Le système LORS a donc été pensé pour assurer la sécurité des passagers lors de leur transbordement de l'embarcation de sauvetage au navire de récupération.

Un bras de liaison flottant et articulé est fixé au navire de récupération pour que ce dernier puisse récupérer l'embarcation de sauvetage. Une fois que cette dernière est solidement amarrée au bras de liaison, les occupants sont transbordés dans le navire de récupération au moyen de dispositifs tels qu'une rampe pneumatique, une nacelle de sauvetage ou un harnais de sauvetage.

Le projet LORS bénéficie d'une aide technique et financière de l'APGTC, par le biais du PRDE, et des gouvernements de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse. Le Department of Energy du Royaume-Uni a également participé à ce programme et y a contribué financièrement.

Nacelle de transfert du personnel

Les travaux entrepris par le gouvernement et l'industrie ont permis de mettre au point une méthode permettant de transborder, en toute sécurité, des personnes d'une plate-forme de forage à un navire de récupération. En effet, par mauvais temps, le transfert du personnel à l'aide d'une nacelle fixée à une grue peut s'avérer une entreprise à la fois dangereuse et de longue haleine. La version améliorée de la nacelle de transfert du personnel permet une évacuation plus rapide, tout en protégeant mieux les passagers, grâce à son nouveau dispositif d'amortissement des chocs. L'industrie a d'ailleurs l'intention d'améliorer de nouveau la nacelle et de la lancer sur le marché.

Inspection des installations du puits Bent Horn de Panarctic, le plus septentrional des puits de production du Canada. Photo de D. Dempster.

Cartes des risques sismiques dans les terres domaniales du Canada

Lors de la conception et de l'exploitation d'installations extracôtières, on doit tenir compte des risques d'activités sismiques. Une subvention accordée par le biais du PRDE a permis à l'APGTC de superviser la préparation d'une série de cartes des risques sismiques pour les zones extracôtières de l'Est du Canada, et de lancer les travaux visant la préparation de pareilles cartes pour la mer de Beaufort et les régions arctiques. Une fois terminées, ces cartes seront incorporées à une banque de données qui servira à établir de nouvelles normes canadiennes pour la conception, la construction et la mise en place d'installations extracôtières fixes.

Conception des installations et pipelines destinés à l'Arctique

L'APGTC joue un rôle de premier plan dans la mise au point de méthodes analytiques qui permettront de concevoir des installations destinées aux régions arctiques : structures montées sur caissons, îles artificielles et pipelines extracôtiers. En 1987, elle a coprésidé un atelier international sur la modélisation géotechnique, atelier qui semble avoir donné un nouvel essor à la recherche en Amérique du Nord.

Par ailleurs, l'APGTC a instauré un programme de recherches qui porte sur l'analyse des interactions entre les fonds marins et les vagues. L'objectif de ce programme, qui rassemblera chercheurs en génie géotechnique et experts du domaine de l'érosion hydraulique, est d'améliorer les techniques de modélisation physique et numérique pour mieux comprendre les problèmes liés à l'érosion hydraulique et à la sédimentation autour des structures installées en eau peu profonde.

Une initiative prise cette année par l'APGTC et l'industrie fait jouer à l'Administration un rôle de premier plan. Elle vise l'examen de l'effet des charges de glace et les interactions glaces-installations marines au puits Amauligak F-24. De plus, l'APGTC a engagé un consortium de compagnies qui devra évaluer les critères de protection des pipelines extracôtiers de l'Arctique contre l'affouillement par les glaces.

Critères environnementaux pour la conception des installations extracôtières

Un groupe de travail composé de représentants du gouvernement et de l'industrie prépare un relevé détaillé des vagues et des conditions climatiques de la côte est. Cette équipe regroupe des représentants du Service d'environnement atmosphérique (SEA), des ministères fédéraux de la Défense nationale, des Pêches et des Océans, et des Transports, ainsi que de l'APGTC et de Mobil. Ces travaux permettront à qui le désire de se prévaloir d'informations recueillies sur le vif à l'aide de modèles de vagues, de données sur les vagues accumulées depuis sept ans dans des archives, et de renseignements détaillés sur les 50 tempêtes les plus violentes qui ont fait rage sur les Grands Bancs et le plateau Scotian.

Après la reprise des travaux sur le gisement Amauligak, on s'est rendu compte qu'il était impératif de disposer de toutes les données sur les vents, vagues et courants dans la mer de Beaufort. Le Service des données sur le millieu marin, l'Institut des sciences de la mer (deux organismes sous l'égide du ministère des Pêches et des Océans), le Centre climatologique canadien (relevant du SEA) et l'APGTC collaborent pour mettre sur pied un programme gouvernemental qui établira une étude climatologique des tempêtes dans la partie méridionale de la mer de Beaufort. Cette étude sera précieuse pour les compagnies qui œuvrent ou œuvreront dans cette région. Le document, qui sera terminé en 1989, contiendra des renseignements sur les vents, les vagues et les courants marins de surface et de fond, recueillis au cours des 20 plus violentes tempêtes depuis 1977.

Protection de l'environnement

Côte est

Banc Georges

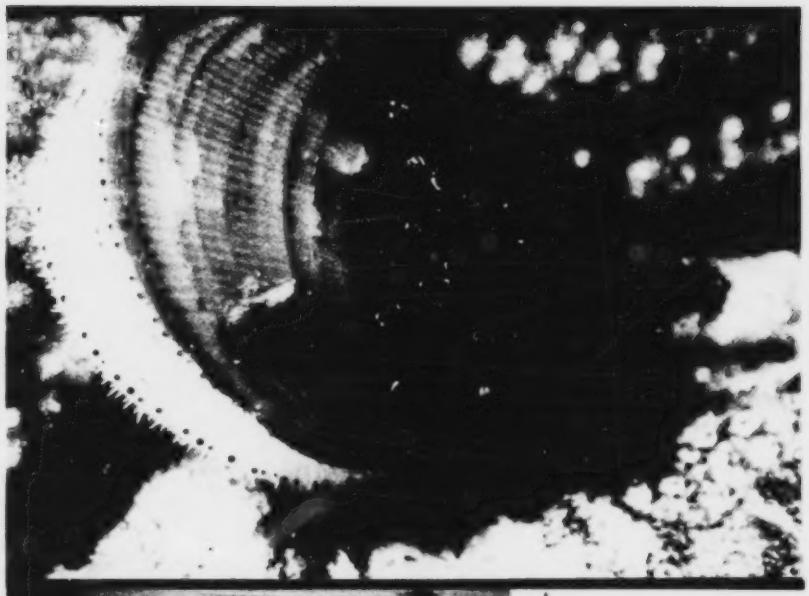
L'APGTC a poursuivi l'examen et la mise à jour des données environnementales relatives à la demande de Texaco d'entreprendre de la prospection sur le banc Georges, y compris celles contenues dans l'évaluation environnementale préliminaire que l'Office Canada—Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore a préparée en 1986. De son côté, Texaco a entrepris plusieurs études environnementales en fonction du programme de forage qu'elle propose. Ces études comprennent entre autres des études en laboratoire sur la toxicité et les répercussions de la prospection sur la faune marine, des relevés sur les colonies de pétoncles et de homards vivant dans les zones de forage proposées, et des études de modélisation pour prédire les mouvements des fluides résiduels à l'extérieur de ces mêmes zones. Texaco compte ajouter ces données à son programme de consultation et d'information destiné au public.

Des représentants de Texaco ont rendu visite aux villages de pêche de la Nouvelle-Écosse qui vivent des ressources halieutiques pour expliquer à leurs habitants la portée de la nouvelle proposition de pros pection. Entamées en 1986, ces démarches ont été appuyées par la mise sur pied de centres de renseignements à Yarmouth, Barrington Passage et Lunenberg, trois collectivités de la Nouvelle-Écosse, la tenue d'une série de réunions avec les conseils municipaux de divers endroits de la province et des rencontres informelles avec des pêcheurs et des exploitants d'usines de transformation du poisson.

Côte ouest

Examen des incidences environnementales

En juin, le gouvernement fédéral et celui de la Colombie-Britannique ont produit la réponse au *Rapport et recommandations de la Commission d'évaluation environnementale sur l'exploration pétrolière au large de la côte ouest*, qu'ils ont rédigée de concert. L'APGTC a joué, pour le gouvernement fédéral, un rôle de premier plan dans la coordination des travaux et dans la préparation du document final. Les deux gouvernements ont donné leur accord de principe à la majorité des 92 recommandations de la Commission, y compris celle visant la création d'un comité de coordination des questions environnementales. Ce comité fournirait un service d'experts-conseils sur les répercussions de la prospection extracôtière sur l'environnement au nord de l'île de Vancouver. L'objectif de la première réunion du comité, prévue pour janvier, est d'évaluer les besoins en recherches.



▲ *Le pétoncle : une espèce-clé du banc Georges.* Photo du ministère des Pêches et des Océans.

◄ *Homard (*Homarus Americanus*) sur la côte est.* Photo du ministère des Pêches et des Océans.

En novembre, l'APGTC et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique ont entamé des consultations auprès des résidents des îles de la Reine-Charlotte et des régions côtières de cette province. Ce programme a été mis sur pied après que les ministres provinciaux et fédéraux ont décidé de travailler plus étroitement avec les résidents de la Colombie-Britannique pour faire en sorte que, une fois les moratoires levés, les travaux de prospection n'aient pas d'effets négatifs sur l'environnement ou sur l'utilisation des ressources.

Expérience in situ pour déterminer le comportement du pétrole dans la banquise du détroit de Cabot en Nouvelle-Écosse. Photo de S.L. Ross Environmental Research Ltd.

Nord

Amauligak

Au début de l'année, Gulf a fait savoir qu'elle avait l'intention d'entreprendre des forages de délimitation et des essais de production prolongés à Amauligak. Elle a donc présenté une description des travaux au Comité d'étude de l'impact environnemental, organisme consultatif inuvialuit comprenant des représentants du gouvernement et mis sur pied en vertu de la Convention définitive des Inuvialuit. Après en avoir fait une étude préliminaire, le Comité a transmis le projet au Comité régional d'examen de l'environnement (CREE) du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien. L'APGTC et le CREE ont ensuite préparé une ébauche des lignes directrices qui permettront à Gulf d'élaborer un plan de protection de l'environnement. Le CREE a de plus recommandé que le projet aille de l'avant sous réserve que certaines conditions soient respectées.

L'APGTC, le CREE et Gulf ont également mis au point un programme pour les Inuvialuit qui vient compenser les pertes qu'ils pourraient subir à la suite de dommages causés à la faune par l'exploitation d'Amauligak.

Bent Horn

L'APGTC, conjointement avec d'autres organismes gouvernementaux, a examiné et avalisé le plan de Panarctic : agrandir l'aire de stockage située sur le remblai du champ pétrolifère Bent Horn. Des représentants de l'APGTC ont inspecté le site afin d'assurer que cette société respecte les dispositions contenues dans son plan de protection de l'environnement. Ils ont également supervisé le chargement de l'*Arctic* pour les deux expéditions de pétrole de cette année.

Consultations

Lignes directrices

De concert avec les offices des hydrocarbures extracôtiers, l'industrie et divers ministères concernés, l'APGTC a poursuivi, conformément à la réglementation, la rédaction des lignes directrices relatives au traitement des déchets résultant des travaux de forage et de production des hydrocarbures extracôtiers.

L'APGTC a tenu de nouvelles consultations auprès de l'industrie pétrolière pour préparer une série de lignes directrices touchant le contrôle des déversements d'hydrocarbures en milieu marin. Les lignes directrices qui régissent les levés des emplacements des puits, les programmes de météorologie, d'océanographie et de surveillance de l'état des glaces, les mesures d'urgence, ainsi que l'usage d'explosifs et de boue de forage à base d'huile sont périodiquement évaluées et mises à jour. De plus, un nouveau groupe d'étude, qui comprend le gouvernement et l'industrie, a été chargé d'analyser les problèmes soulevés par l'emploi du diesel comme lubrifiant de forage, sur le plan de l'environnement, du génie et de la réglementation.

Protocoles d'entente

En 1987, l'APGTC a paraphé deux protocoles d'entente visant à assurer la protection des pêcheries et la prestation de services liés à l'environnement et aux ressources océaniques au large des côtes de Terre-Neuve. Outre l'APGTC, les signataires étaient : l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers; le secrétariat des Affaires intergouvernementales et le ministère de l'Énergie et de l'Environnement du gouvernement de Terre-Neuve et du Labrador; Environnement Canada; et Pêches et Océans Canada. Ces protocoles décrivent les principes directeurs et le processus consultatif qui doivent être observés.

Évaluation environnementale

En 1987, l'APGTC était toujours un membre actif du Comité interministériel des évaluations environnementales du Bureau fédéral d'examen des évaluations environnementales. Par ailleurs, elle a participé activement aux travaux de nombreux sous-comités techniques chargés de mesurer les effets que peuvent avoir sur l'environnement les méthodes, les techniques, les procédés et les procédures d'exploitation utilisés dans les terres domaniales.

Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE)

Le Fonds a pour but de subventionner les recherches sociales et environnementales ayant trait aux activités de prospection et de mise en valeur pétrolières et gazières dans les terres domaniales. Administré par l'APGTC, le Fonds est financé par les montants prélevés auprès des sociétés pétrolières et gazières qui détiennent des titres dans les terres domaniales.

Promulguée plus tôt au cours de l'année, la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* est venue modifier la structure du FEE. Anciennement connu sous le nom de Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement, le programme s'appelle maintenant le Fonds pour l'étude de l'environnement. Les deux comités consultatifs ont également été remplacés par un nouveau conseil de gestion. La réglementation régionale du FEE, sur laquelle repose le calcul des charges imposées, a été promulguée en vertu de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures*.

Aucune charge n'a été perçue en 1987 ni aucune nouvelle étude entreprise. Certaines des études commencées au cours des années précédentes ont été terminées et leurs résultats, publiés et diffusés par l'intermédiaire de la série de rapports techniques du FEE. Plus du tiers des quelque 80 ouvrages de la série a été publié en 1987. Voici quelques-uns des rapports publiés récemment :

- *Local Business Adaptation to East Coast Offshore Energy Development.* Ce rapport propose aux exploitants de petites entreprises des lignes directrices qui leur permettront d'être mieux préparés pour traiter avec l'industrie pétrolière. Les renseignements contenus dans le document sont tirés des expériences de l'industrie pétrolière et de petites entreprises en ce qui a trait à l'achat et à la prestation de biens et de services pour des activités pétrolières et gazières extracôtières.
- *Ice Scour Data Base for the Beaufort Sea.* Cette étude fournit aux concepteurs d'installations sous-marines une base de données sur plus de 3 500 affouillements dans la mer de Beaufort. Ces données proviennent des dossiers du gouvernement et de l'industrie : chaque affouillement est décrit à l'aide d'un tableau qui comprend 27 colonnes. Cette présentation facilite la manipulation des données lorsqu'on veut établir les critères de conception relatifs à la mise en place sécuritaire d'installations pétrolières sous-marines dans la mer de Beaufort.
- *Monitoring the Long-Term Fate and Effects of Spilled Oil in an Arctic Marine Subtidal Environment.* Cette étude, qui porte sur le projet de déversement pétrolier à l'île de Baffin, examine, quatre années plus tard, les effets biologiques des hydrocarbures qui avaient été déversés dans l'environnement. Les résultats de cette étude démontrent que, bien qu'il existe toujours des traces d'hydrocarbures dans l'environnement et que certains organismes aient une concentration de pétrole supérieure à la normale, très peu d'organismes marins sont morts et qu'il n'y a pas eu de changements majeurs dans l'écosystème marin.
- *Field Research Spills to Investigate the Physical and Chemical Fate of Oil in Pack Ice.* Ces trois déversements de pétrole expérimentaux de faible volume ont été effectués au large de l'île du Cap-Breton, dans des endroits où la glace était très compacte ou modérément compacte. Ces déversements ont prouvé que, dans de telles conditions, les glaces retiennent bien le pétrole et qu'elles facilitent le brûlage à pied d'œuvre. Ces observations seront utiles à la calibration de modèles de déversements de pétrole et à la planification de mesures palliatives plus efficaces.
- *The Use of Chemical Dispersants in Salt Marshes.* Cette étude se penche sur les effets du pétrole sur la végétation d'un marais littoral type et les compare avec les effets d'une nappe de pétrole combinés à ceux d'un produit dispersant chimique utilisé pour lutter contre les déversements. Les résultats ont démontré que non seulement le produit dispersant ne parvenait pas à enlever le pétrole de la végétation mais que, de plus, il était plus toxique pour les plantes que ne l'était le pétrole.

Conditions environnementales lors d'un déversement expérimental de pétrole au large de la Nouvelle-Écosse. Photo de S.L. Ross Environmental Research Ltd.

Emplois et retombées économiques

Brian Gaudet de Fort Franklin à l'œuvre à l'installation nº 2 de Shehtah à Norman Wells. Shehtah a été constituée en société en juin 1983 lorsque la compagnie Dene Métis Deh Cho Drilling Ltd. et Esso Resources Canada on conjugué leurs efforts pour lancer cette entreprise conjointe. En 1987, la société Shehtah ajoutait un deuxième appareil de soutien à son actif; elle compte aujourd'hui une installation de forage, deux appareils et 45 employés venant du Nord. L'acquisition d'un nouvel appareil fera sans doute grimper ce chiffre. Shehtah a fait montre d'excellentes connaissances techniques en forant le plus long puits horizontal connu au monde : de 1 900 mètres forés au total, 1 283 d'entre eux sont horizontaux. Photo de Esso Resources Canada Limited.

Développements du Nord

La décision de Gulf de reprendre ses activités de forage de délimitation et ses essais à Amauligak dans la mer de Beaufort en 1987 a été un des événements les plus marquants de l'année. En effet, l'économie de la région a connu un regain de vie après avoir subi les contrecoups de la régression des activités pétrolières et gazières dans le Nord. Des représentants de l'APGTC et des gouvernements territoriaux chargés des retombées économiques dans le Nord ont à maintes reprises discuté, avec les représentants de la compagnie, des retombées économiques régionales et nationales engendrées par le programme d'essai de formation prolongé mis en œuvre à Amauligak.

Panarctic a amplifié ses activités à Bent Horn, dans les îles de l'Arctique : elle a expédié, par pétrolier, deux chargements de pétrole brut et a effectué le forage d'un puits de prospection dans l'espoir d'augmenter les réserves de Bent Horn. Elle a également réussi à négocier la vente d'une partie de sa production de pétrole : la Commission d'énergie du Nord canadien et Cominco pourront ainsi remplacer le combustible diesel qui leur vient du Sud à grands frais, et qu'elles utilisent respectivement à Resolute et à la mine Polaris, par le pétrole brut de Panarctic.

Les nouveaux droits accordés à Chevron dans la vallée du Mackenzie ont permis à un accord de coentreprise de voir le jour entre Chevron et Fort Good Hope. Ceci devrait permettre aux habitants de Fort Good Hope de se prévaloir des nouveaux emplois qui y seront créés.

Toujours dans la vallée du Mackenzie, Esso a poursuivi ses activités de forage intercalaire à Norman Wells grâce aux services de Shehtah Drilling, une société appartenant à des Autochtones, afin de forer 33 autres puits au cours de la saison de forage 1987.

Si l'on excepte quatre personnes provenant de l'étranger travaillant sur les dragues dans la mer de Beaufort, tout le personnel de l'industrie pétrolière et gazière était canadien, dont trente pour cent étaient résidents du Nord.

L'année 1987 a été une année charnière sur le plan des retombées économiques dans le Nord. En effet, plusieurs compagnies ont annoncé de nouveaux programmes de travail, indiquant par là-même le renouveau d'intérêt pour la prospection et le développement dans le Nord.

Développements de la côte est

Au mois de mars, Petro-Canada annonçait qu'elle amorcerait la délimitation de sa découverte de 1984 à Terra Nova. Cette nouvelle a servi de toile de fond au congrès parrainé par la Newfoundland Ocean Industries Association. Intitulé Newfoundland Offshore : Challenges for the Next Twenty Years, ce congrès avait pour thème la rentabilisation de l'exploitation des champs de moindre importance, comme Terra Nova, grâce à l'utilisation d'unités de production flottantes.

Les activités de forage se sont poursuivies au même rythme dans les Grands Bancs, nécessitant l'emploi de 300 à 450 personnes. C'est cependant entre juin et septembre que le nombre de travailleurs a atteint son maximum, période durant laquelle deux installations de forage ont connu une grande activité. Quatre-vingt-dix-sept pour cent des employés étaient canadiens, dont soixante-deux pour cent étaient terre-neuviens.

Des activités de forage ont été entreprises dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse entre les mois d'avril et d'août. Le nombre d'emplois a oscillé entre 250 et 300, le mois de mai ayant connu le taux d'emploi le plus élevé. Quatre-vingt-dix-huit pour cent des employés étaient canadiens, dont cinquante-quatre pour cent originaires de Nouvelle-Écosse. Ce dernier chiffre, qui semble assez bas, est en fait attribuable au fait qu'une plate-forme de forage provenait de Terre-Neuve et a été mise en opération à partir de cette même province. Les activités connexes ont amené la création d'autres emplois.

Planification de l'utilisation des terres dans le Nord

En ce qui a trait aux Territoires du Nord-Ouest, l'APGTC a participé à des ateliers organisés par la Lancaster Sound Regional Land Use Planning Commission, qui se sont déroulés à Resolute et à Pond Inlet. Un des représentants de l'APGTC a présidé un groupe de travail qui a rassemblé de la documentation pour permettre à la Commission de préparer une ébauche de plan d'utilisation des terres de cette région. L'APGTC a également présenté quelques suggestions à la Commission suite à la publication, en octobre, d'un document de travail traçant les grandes lignes de propositions relatives à un plan d'utilisation des terres.

TOTAL DES EMPLOIS LIÉS À L'ACTIVITÉ PÉTROLIÈRE ET GAZIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1987

	Total de la main-d'œuvre*	Canadiens	Pourcentage de Canadiens
Partie continentale des Territoires (Yukon et T.N.-O.)	331	331	100
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	652	648	99,4
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	93	93	100
Grands Bancs et mer du Labrador	516	496	96,1
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	445	435	97,8
Total	2 037	2 003	98,3

** Représente le nombre approximatif d'emplois créés.*

TOTAL DES DÉPENSES ENGAGÉES PAR L'INDUSTRIE PÉTROLIÈRE DANS LES TERRES DOMANIALES EN 1987

	Prospection*	Mise en valeur	Production	Total	Au Canada	Pourcentage au Canada**
			(M$)			(%)
Partie continentale des Territoires (Yukon et T.N.-O.)	6,8	27,0	30,5	64,3	60,4	94,0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	108,8	—	—	108,8	87,0	80,0
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	8,3	—	0,5	8,8	7,9	90,0
Grands Bancs et mer du Labrador	200,0***	—	—	200,0	118,0	59,0
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	35,5	—	—	35,5	20,1	57,0
Total	359,4	27,0	31,0	417,4	293,4	70,3

** Y compris les dépenses liées aux travaux géophysiques.* *** Estimations d'après des données antérieures.* **** Estimations.*

Programme des débouchés commerciaux canadiens (PDCC)

Le PDCC est un organisme qui se fait le porte-parole des fournisseurs, des acheteurs, des entrepreneurs, des experts-conseils et des associations qui composent l'industrie pétrolière. Il a pour but d'intensifier la participation des fournisseurs canadiens œuvrant dans le domaine de l'industrie du pétrole, et d'encourager, à la grandeur du pays, la formation de sociétés canadiennes d'approvisionnement en biens et en services dans des domaines que les Canadiens n'exploitent pas à l'heure actuelle. Les divers chapitres régionaux disséminés un peu partout au pays s'efforcent de mener à bien les objectifs du PDCC. Le plus actif d'entre eux, celui de l'Atlantique, regroupe des représentants de la Newfoundland Ocean Industries Association et de l'Offshore Trade Association of Nova Scotia. Ces représentants jouent aussi le rôle de directeurs au chapitre national.

Lors de la réunion annuelle du PDCC, qui a eu lieu à Toronto, Gulf a fait part de ses plans d'achat et de développement en ce qui concerne Amauligak, et Petro-Canada a présenté ses plans pour Terra Nova. Ces exposés permettent aux fournisseurs et entrepreneurs canadiens de bénéficier de renseignements qui pourraient leur donner des occasions d'affaires.

Initiatives de l'industrie

Sous l'égide de l'Offshore Trade Association of Nova Scotia et grâce à l'appui des gouvernements fédéral et provincial, une douzaine de fournisseurs de la Nouvelle-Écosse ont organisé une mission commerciale qui s'est rendue au Royaume-Uni, pays où le développement dans la mer du Nord a créé des débouchés dans le domaine de la construction. La délégation a visité des chantiers de fabrication en Angleterre et en Écosse.

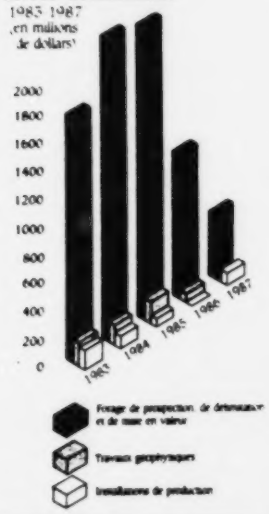
Résumé statistique par région

Terres domaniales du Canada 30
Partie continentale des Territoires 31
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 34
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique 36
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse 38
Annexe : Zone extracôtière de Terre-Neuve 41

Terres domaniales

Résumé statistique

Total des dépenses engagées par l'industrie pétrolière dans les terres domaniales



BILAN DES ACTIVITÉS DANS LES TERRES DOMANIALES	1983	1984	1985	1986	1987
Accords d'exploration ou permis de prospection conclus	73	47	5	23	42
Puits entamés	95	120	99	60	48
Mètres forés	187 969	241 298	207 896	150 404	67 234
Puits achevés	90	123	103	70	50
Découvertes importantes	5	11	15	14	1
Taux d'exploitation (mois-installations)	195	236	199	133	41
Travaux géophysiques exécutés	84	65	55	15	7
Études géophysiques (km)	106 749	63 817	57 091	11 001	2 756*

** Y compris 2 273 km de données aéromagnétiques.*

BILAN DES RÉSERVES DES TERRES DOMANIALES	PÉTROLE*		GAZ NATUREL	
	Découvertes	Potentielles	Découvertes	Potentielles
	(en millions de m³)		(en milliards de m³)	
Côte ouest	0	50	0	270
Partie continentale des Territoires	37,2	95	20,8	312
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	253,2	1 464	302,1	2 151
Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique	65,7	873	416,4	3 156
Baie d'Hudson	0	127	0	88
Grands Bancs et mer du Labrador	181,0	1 733	146,8	1 286
Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse	22,9**	318	160,9	663
Total	560,0	4 660	1 047,0	7 926

** Y compris les condensats.*
*** Condensats, pour la plus grande partie, avec un peu de pétrole.*

PRODUCTION DE PÉTROLE ET DE GAZ NATUREL DANS LES TERRES DOMANIALES	1983	1984	1985	1986	1987
Production de pétrole (en milliers de m³)					
Norman Wells	169,0	175,0	949,0	1 411,0	1 531,0
Bent Horn	—	—	29,5	17,5	34,5
Amauligak	—	—	—	50,0	—
Panuke	—	—	—	—	3,7
Production de gaz (en millions de m³)					
Pointed Mountain	181,0	194,0	226,0	205,0	156,0
Norman Wells	46,0	41,0	227,0	188,0	163,0

Partie continentale des Territoires

Resume statistique

BILAN DES TRAVAUX	1983	1984	1985	1986	1987
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	4	18	15	14	1
Puits de mise en valeur	57	67	39	14	35
Total	61	85	54	28	36
Puits achevés*					
Puits de prospection et de délimitation	3	15	17	14	2
Puits de mise en valeur	57	69	38	14	36
Total	60	84	55	28	38
Mètres forés	48 598	80 804	53 924	36 289	31 132
Puits de prospection et de délimitation	3 608	28 769	23 968	24 401	974
Puits de mise en valeur	44 990	52 035	29 956	11 888	30 158
Travaux géophysiques exécutés	12	20	17	7	5
Études géophysiques (km)	2 720	5 371	5 819	2 095	2 422**

** Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection se déroulent normalement en hiver, le puits est considéré achevé au cours de l'année où il atteint sa profondeur totale, même si les travaux de forage reprennent l'année suivante.*
*** Y compris 2 273 km de données aéromagnétiques.*

BILAN DES RESSOURCES	1983	1984	1985	1986	1987**
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	30,5	21,2	21,4	20,3	20,8
Pétrole (en millions de m^3)	44,2	52,3	51,0	51,0	37,2
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (en millions de m^3)	181	194	226	205	156
Norman Wells, gaz naturel (en millions de m^3)	46	41	227	188	163
Norman Wells, pétrole (en milliers de m^3)	169	175	949	1 411	1 531

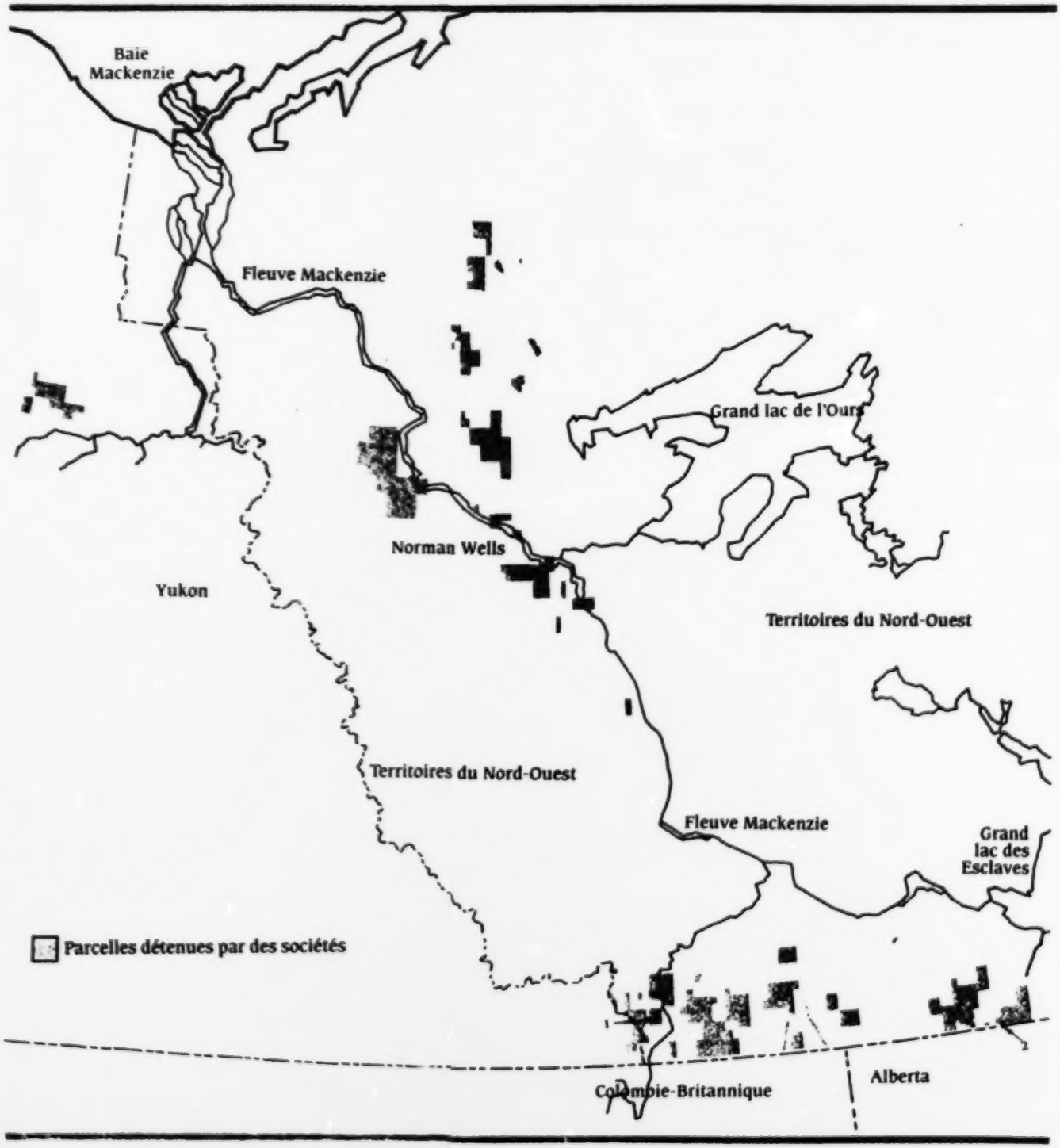
** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1983	1984	1985	1986	1987
Installations de forage en exploitation	5	14	11	11	3
Taux d'exploitation (mois-installations)	27	47	31	33	13
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques	26,3	48,2	60,0	11,1	2,4
Travaux de prospection et de délimitation	12,5	49,5	69,3	54,1	4,4
Travaux de mise en valeur	24,9	72,1	35,2	14,3	27,0
Installations de production	159,8	86,1	23,5	5,6	30,5
Total	223,5	255,9	188,0	85,1	64,3

STATUT DES PARCELLES	1983	1984	1985	1986	1987
Permis de prospection conclus	27	7	0	0	24
Total des permis de prospection en cours*	27	34	34	30	29
Parcelles visées par des permis de prospection (en millions d'hectares)	7,4	1,4	0	0	4,5
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	S/O	0,1	3,1	3,3	4,7
Parcelles détenues par des sociétés* (en millions d'hectares)	13,7	12,3	9,2	5,7	2,3

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*

Partie continentale des Territoires



No sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1	Northcor *et al.* Liard F-25A	60°24'22"N 123°35'08"O	*Bawden 33*	86-08-05 87-02-25	Bouché et suspendu, découverte de gaz	3 478
2	Petro-Canada N. Cameron Hills C-24	60°03'12"N 116°50'03"O	*Tri-City 12*	87-08-26 87-09-14	Bouché et abandonné	974

En 1987, les travaux d'abandon sur le puits Texaco Bovie Lake J-72 ont été achevés.

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1983	1984	1985	1986	1987
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	11	6	19	17	3
Puits achevés*					
Puits de prospection et de délimitation	4	12	16	24	3
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	37 381	31 682	48 370	48 016	8 344
Travaux géophysiques exécutés	9	13	8	5	1
Études géophysiques (km)	7 684	7 959	4 700	4 756	139

** Dans la mer de Beaufort, où les travaux exécutés à partir des navires sont saisonniers et peuvent se prolonger durant plus d'une saison dans le cas de certains puits, le puits est considéré terminé durant l'année où il atteint sa profondeur totale.*

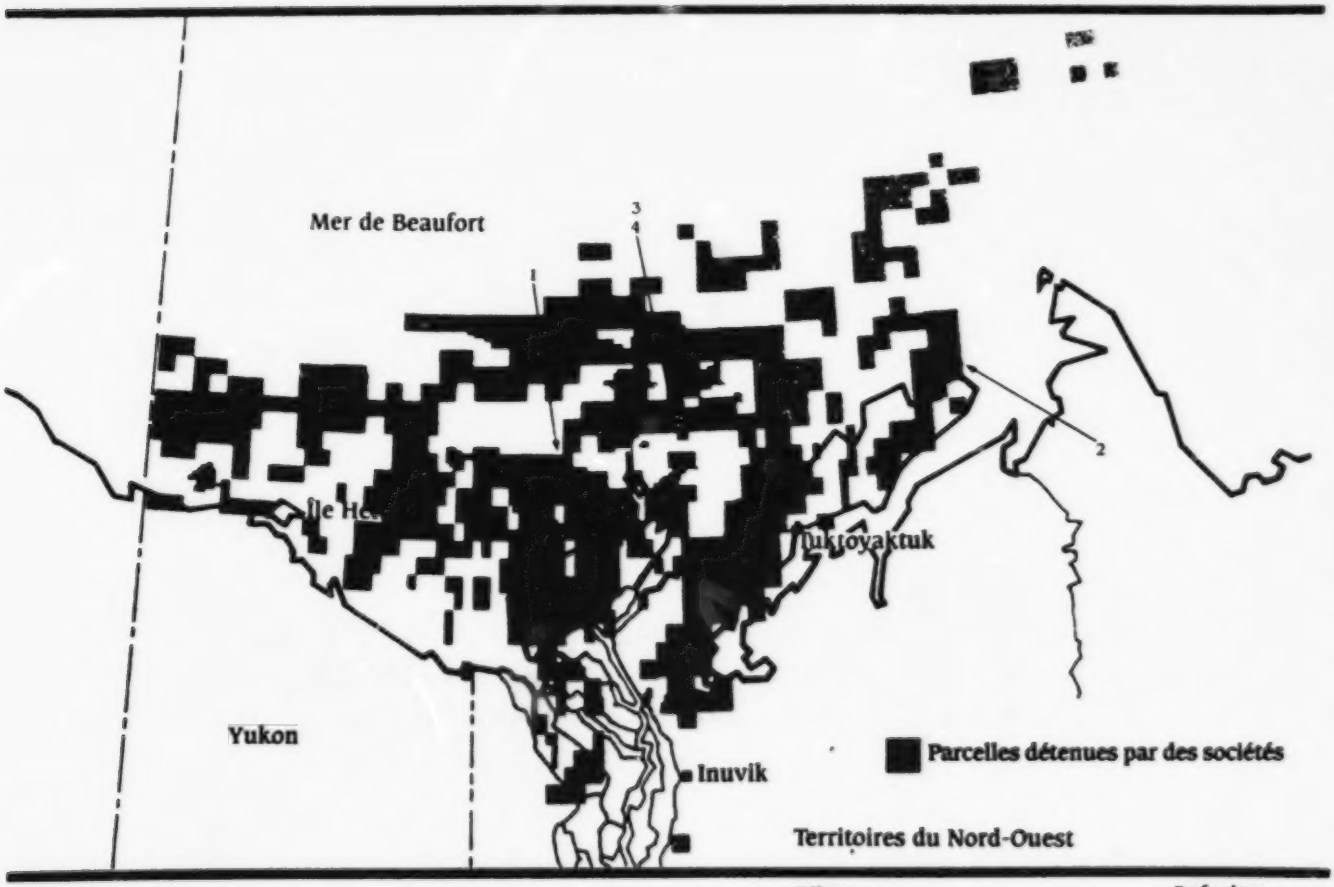
BILAN DES RESSOURCES	1983	1984	1985	1986	1987**
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	286,5	279,5	284,2	292,8	302,1
Pétrole (en millions de m^3)	133,0	130,4	183,1	193,2	253,2
Production de pétrole					
Amauligak (en milliers de m^3)	—	—	—	50,4	—

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1983	1984	1985	1986	1987
Installations de forage en exploitation	9	11	13	11	3
Taux d'exploitation (mois-installations)	31	39	43	43	5
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques	28,1	27,2	38,4	14,6	0,2
Travaux de prospection et de délimitation	629,8	786,4	760,5	391,5	108,6
Total	657,9	813,6	798,9	406,1	108,8

STATUT DES PARCELLES	1983	1984	1985	1986	1987
Permis de prospection conclus	9	9	0	0	11
Total des permis de prospection en cours*	15	24	23	23	28
Parcelles visées par des permis de prospection (en millions d'hectares)	6,8	1,8	0	0	2,1
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	S/O	0,3	1,6	3,1	1,4
Parcelles détenues par des sociétés* (en millions d'hectares)	9,2	8,9	7,3	4,2	2,9

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*



No sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1	Esso Home *et al.* Kaubvik I-43	69°52'33"N 135°25'19"O	*SCRI Esso Rig 3*	86-10-22 87-01-10	Bouché et abandonné	3 323
2	Trillium Esso Chevron Angasak L-03	70°12'44"N 129°32'50"O	*Esso Rig 2*	87-02-24 87-04-12	Bouché et abandonné	2 334
3	Gulf *et al.* Amauligak F-24 (puits de délimitation Amauligak)	70°03'17"N 133°37'48"O	*Molikpaq*	87-10-01 87-12-18	Bouché et suspendu	5 260
4	Gulf *et al.* Amauligak 2F-24 (puits de délimitation Amauligak)	70°03'17"N 133°37'48"O	*Molikpaq*	87-12-22	Forage en cours	750

Îles de l'Arctique et zone extracôtière de l'est de l'Arctique

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1983	1984	1985	1986	1987
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	4	3	3	2	1
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	5	4	3	2	1
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	12 087	11 007	6 185	4 940	689
Travaux géophysiques exécutés	2	1	0	0	0
Études géophysiques (km)	1 142	601	0	0	0

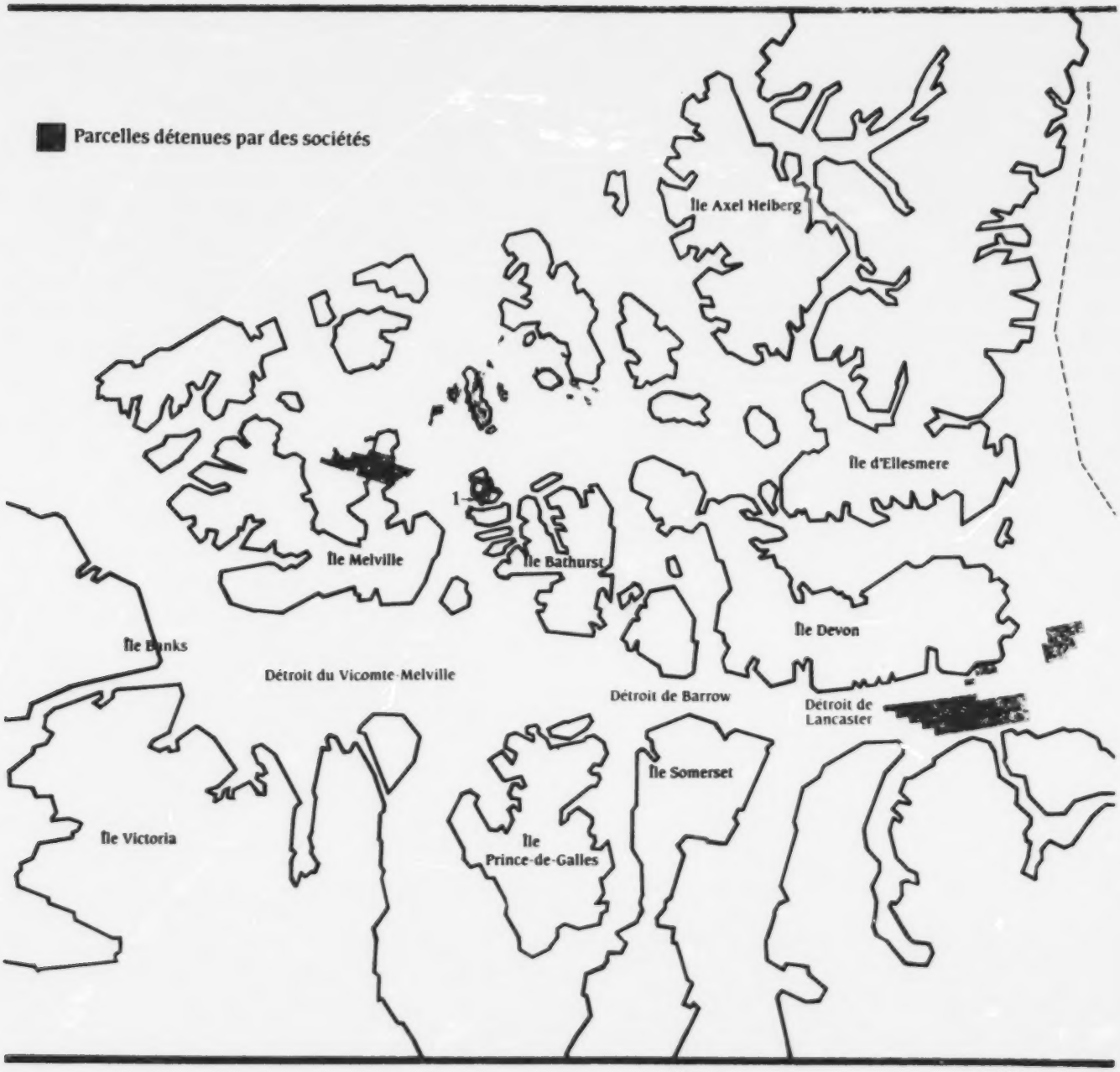
BILAN DES RESSOURCES	1983	1984	1985	1986	1987**
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	372,2	390,1	415,7	416,4	416,4
Pétrole (en millions de m^3)	76,1	49,3	65,7	65,7	65,7
Production de pétrole					
Bent Horn (en milliers de m^3)	—	—	29,5	17,5	34,5

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1983	1984	1985	1986	1987
Installations de forage en exploitation	4	4	3	2	1
Taux d'exploitation (mois-installations)	17	13	9	4	2
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques	6,2	4,6	0,2	0	0
Travaux de prospection et de délimitation	67,8	64,0	48,0	34,5	8,3
Installations de production	0	0	7,8	0,6	0,5
Total	74,0	68,6	56,0	35,1	8,8

STATUT DES PARCELLES	1983	1984	1985	1986	1987
Permis de prospection conclus	0	3	1	1	3
Total des permis de prospection en cours*	21	24	25	21	16
Parcelles visées par des permis de prospection (en millions d'hectares)	0	1,5	0,7	0,9	0,3
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	S/O	0,9	1,4	8,9	5,9
Parcelles détenues par des sociétés* (en millions d'hectares)	17,3	15,8	15,1	7,5	1,6

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*



No sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1	Panarctic *et al.* Bent Horn F-72B	76°21'27"N 103°58'15"O	*Panarctic Rig C*	87-10-25 87-12-12	Bouché et suspendu	3 278

En 1987, les travaux d'abandon du puits Panarctic Bent Horn F-72A ont été complétés.

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent)

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1983	1984	1985	1986	1987
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	12	14	10	6	3
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	11	13	14	8	3
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	60 088	71 046	47 064	29 744	9 583
Travaux géophysiques exécutés	38	17	14	2	1
Études géophysiques (km)	38 495	21 587	26 814	613	195

BILAN DES RESSOURCES	1983	1984	1985	1986	1987**
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	108,7	122,6	127,4	150,6	160,9
Condensats et pétrole (en millions de m^3)	13,7	16,7	20,0	22,1	22,9
Production de pétrole					
Panuke (en milliers de m^3)	S/O	S/O	S/O	S/O	3,7

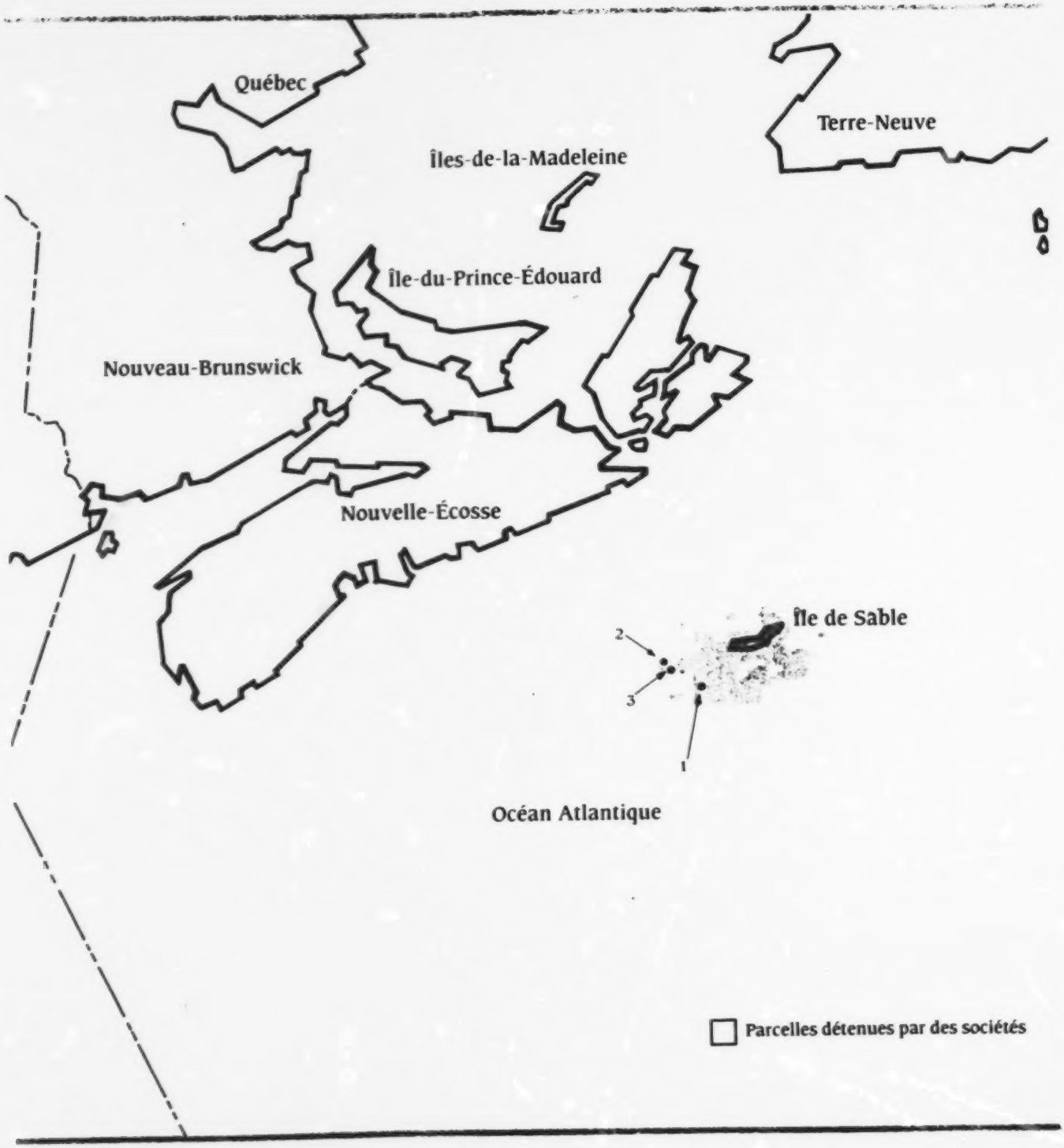
** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1983	1984	1985	1986	1987
Installations de forage en exploitation	9	10	8	5	2*
Taux d'exploitation (mois-installations)	72	83	50	22	5
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques	50,5	23,2	29,2	0,9	0,2
Travaux de prospection et de délimitation	579,4	594,7	452,0	176,8	35,3
Total	629,9	617,9	481,2	177,7	35,5

** Une plate-forme a été en exploitation au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve.*

STATUT DES PARCELLES	1983	1984	1985	1986	1987
Accords d'exploration conclus	5	15	2	13	3
Total des accords d'exploration en cours*	25	30	28	15	17
Parcelles visées par des accords d'exploration (en millions d'hectares)	0,5	10,5	0,9	1,7	0,3
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	1,6	8,5	2,8	3,2	1,1
Parcelles détenues par des sociétés* (en millions d'hectares)	20,0	6,3	4,2	1,1	0,7

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*


Québec
Terre-Neuve
Îles-de-la-Madeleine
Île-du-Prince-Édouard
Nouveau-Brunswick
Nouvelle-Écosse
Île de Sable
2
3
1
Océan Atlantique
Parcelles détenues par des sociétés

Zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse (y compris le golfe du Saint-Laurent)

Résumé statistique

No sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1	Canterra *et al.* Whycocomagh N-90	43°39'51"N 60°28'04"O	*Sedco 710*	87-04-20 87-05-26	Bouché et abandonné	3 536
2	Petro-Canada *et al.* Como P-21	43°50'46"N 60°48'19"O	*Rowan Gorilla I*	87-05-14 87-06-29	Bouché et abandonné	3 540
3	Petro-Canada *et al.* Panuke F-99 (puits de délimitation Panuke)	43°48'25"N 60°44'34"O	*Rowan Gorilla I*	87-07-02 87-08-24	Bouché et suspendu, pétrole	2 507

Annexe

Zone extracôtière de Terre-Neuve

(Les données pour 1986 et 1987 ont été vérifiées par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers)

Résumé statistique

BILAN DES TRAVAUX	1983	1984	1985	1986	1987
Puits entamés					
Puits de prospection et de délimitation	7	12	11	7	5
Puits achevés					
Puits de prospection et de délimitation	10	10	13	8	5
Mètres forés					
Puits de prospection et de délimitation	29 815	46 759	49 098	31 415	17 486
Travaux géophysiques exécutés	21	12	16	1	0
Études géophysiques (km)	48 261	27 808	19 758	3 537	0

BILAN DES RESSOURCES	1983	1984	1985	1986	1987**
Ressources découvertes*					
Gaz naturel (en milliards de m^3)	126,7	145,2	152,4	146,8	146,8
Pétrole (en millions de m^3)	211,5	159,9	185,1	176,5	181,0

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*
*** Y compris les découvertes de nouveaux gisements et les révisions d'estimations précédentes.*

BILAN DES RETOMBÉES	1983	1984	1985	1986	1987
Installations de forage en exploitation	9	9	8	6	2*
Taux d'exploitation (mois-installations)	48	54	63	31	16
Dépenses effectuées (en millions de dollars)					
Travaux géophysiques	57,4	27,8	27,3	4,1	0
Travaux de prospection et de délimitation	436,9	485,9	630,0	347,0	200**
Total	494,3	513,7	657,3	351,1	200**

** Une plate-forme a été en exploitation au large des côtes de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve.*
*** Estimations.*

STATUT DES PARCELLES	1983	1984	1985	1986	1987
Permis de prospection conclus	32	13	0	9	1
Total des permis de prospection en cours*	32	41	38	27	21
Parcelles visées par des permis de prospection (en millions d'hectares)	10,3	6,0	0	1,5	0,1
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	S/O	8,6	10,9	9,2	1,8
Parcelles détenues par des sociétés* (en millions d'hectares)	24,6	22,0	11,9	3,4	1,7

** Y compris les régions où des découvertes importantes ont été signalées.*

Annexe

Zone extracôtière de Terre-Neuve

(Les données pour 1986 et 1987 ont été vérifiées par l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers)

No sur la carte	Nom du puits	Latitude Longitude	Installation de forage	Début ou reprise et fin des travaux	État ou résultat des travaux	Profondeur totale (en mètres)
1	HBV *et al.* Golconda C-64	46°53'12"N 47°39'57"O	*Bow Drill 3*	86-10-05 87-02-01	Bouché et abandonné	4 451
2	HBV *et al.* Bonne Bay C-73	46°32'11"N 48°11'31"O	*Bow Drill 3*	87-02-04 87-07-17	Bouché et abandonné	4 205
3	Petro-Canada *et al.* Terra Nova H-99 (puits de délimitation Terra Nova)	46°28'29"N 48°28'50"O	*Sedco 710*	87-06-13 87-07-03 87-10-02 87-12-05	 Bouché et suspendu, pétrole	 3 510
4	Northcor *et al.* Narwhal F-99	44°18'22"N 53°44'35"O	*Sedco 710*	87-07-17 87-09-23	Bouché et abandonné	4 585
5	HBV *et al.* North Ben Nevis M-61 (puits de délimitation North Ben Nevis)	46°40'54"N 48°25'19"O	*Bow Drill 3*	86-01-09 86-03-31 87-07-20 87-08-17	Bouché et abandonné, pétrole et gaz	3 422
6	HBV *et al.* Whiterose E-09 (puits de délimitation Whiterose)	46°48'26"N 48°01'23"O	*Bow Drill 3*	87-08-20 87-11-11	Bouché et suspendu	3 811
7	Petro-Canada *et al.* Terra Nova C-09 (puits de délimitation Terra Nova)	46°28'10"N 48°30'58"O	*Sedco 710*	87-12-13	Forage en cours	592

Glossaire

Attribution des droits : Octroi d'un permis, en général pour de la prospection effectuée sur les terres de réserve de la Couronne ou sur les terres domaniales.

Caisson mobile conçu pour l'Arctique : Caisson annulaire fait d'acier (mieux connu sous l'appellation *Molikpaq*), dont la plate-forme mesure 75 m sur 73 m, et conçu pour reposer sur un remblai sous-marin.

Découverte importante : Découverte faite par le premier puits qui, pénétrant une structure géologique particulière, y met en évidence, d'après des essais d'écoulement, l'existence d'hydrocarbures et révèle l'existence d'une accumulation de ces matières offrant des possibilités de production régulière.

Entamer un puits : Entreprise de travaux de forage sur un puits.

Essai aux tiges : Essai effectué à la suite de la complétion temporaire d'un puits afin d'évaluer le débit d'écoulement des fluides et d'en recueillir des échantillons.

Essai d'écoulement prolongé : Essai aux tiges prolongé.

Essai de formation : Collecte de données relative à une formation dans le but de déterminer son potentiel sur le plan de la production.

Évaluation préliminaire : Évaluation préliminaire des questions et des incidences environnementales liées aux travaux d'exploitation des hydrocarbures.

Forage intercalaire : Forage de puits entre des puits existants afin d'exploiter le gisement de façon plus efficace.

Hectare (ha) : Équivaut à 10 000 m^2 (2,47 acres).

Hydrocarbure : Composé naturel formé principalement d'atomes d'hydrogène et de carbone, sous forme solide, liquide ou gazeuse.

Injection d'eau : Méthode de récupération selon laquelle de l'eau est injectée dans un réservoir pour pouvoir en extraire une plus grande quantité de pétrole.

Injection de gaz miscibles : Méthode améliorée de récupération des hydrocarbures selon laquelle des gaz ou des solvants sont injectés dans les gisements pour permettre de mieux déloger le pétrole des roches du gisement.

Mètre cube de gaz : Équivaut à 35,301 pi^3, à une pression atmosphérique de 760 mm de mercure au niveau de la mer (14,73 lb/po^2).

Mètre cube de pétrole : Équivaut à 6,2898 barils de réservoir de stockage américain.

Permis de prospection : Permis conférant le droit de prospecter et le droit exclusif d'effectuer des forages ou des essais pour chercher des hydrocarbures, ainsi que le droit exclusif d'obtenir une licence de production, sous réserve de conformité à d'autres dispositions de la *Loi fédérale sur les hydrocarbures* (appelée Accord d'exploration aux termes de l'ancienne *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*).

Plan de mise en valeur : Plan décrivant les puits et autres installations proposés pour mettre en valeur un gisement.

Plan de retombées : Plan présenté par l'exploitant et avalisé par le Ministre, et stipulant les intentions de l'exploitant en matière d'embauche et de prestation de biens et services reliés à ses travaux de prospection et de mise en valeur des terres domaniales.

Plate-forme de glace : Morceau de glace épaissi spécialement pour supporter une installation de forage terrestre classique, permettant le forage d'un puits en eau profonde entre les masses de terre de l'Arctique.

Puits abandonné : Tout puits obturé de façon permanente.

Puits achevé : Puits foré et prêt à produire du pétrole ou du gaz naturel.

Puits de délimitation : Puits foré à la suite d'une découverte importante dans une même formation géologique, afin de déterminer l'importance et les possibilités d'exploitation commerciale de l'accumulation de pétrole ou de gaz naturel contenue dans le puits de découverte.

Puits de prospection : Puits foré dans une formation géologique où aucune découverte importante n'a été faite (synonyme de puits de reconnaissance).

Puits d'injection : Puits par lequel on a injecté des fluides au niveau des formations souterraines afin d'augmenter la pression dans l'ensemble du réservoir.

Puits sec : Puits dans lequel le pétrole ou le gaz naturel n'a pas jailli en quantité suffisante.

Puits suspendu : Puits dans lequel les travaux de forage ou de production sont temporairement interrompus.

Puits terminé : Puits qui a atteint sa profondeur totale et qui a été abandonné, achevé ou suspendu.

Remblai : Île artificielle submergée, fabriquée à partir de matériaux que l'on a dragués et conçue pour servir de base à des structures mobiles qui reposent sur le fond marin.

Semi-submersible : Unité mobile de forage en mer, stabilisée par lestage de ses pontons (bases) et de ses colonnes, à une profondeur prédéterminée au cours des travaux de forage. Utilisée fréquemment dans les mers agitées ou en eaux profondes.

Sismique-réflexion : Principale technique géophysique utilisée dans le domaine de la prospection pétrolière pour cartographier les composantes géophysiques du sous-sol. Des pulsions acoustiques émises à partir de la surface sont mesurées à la surface après avoir été réfléchies par les couches terrestres, qui possèdent diverses propriétés acoustiques.

Unité de production flottante : Plate-forme flottante équipée pour recevoir du gaz naturel ou du pétrole, en provenance de puits extracôtiers, par l'intermédiaire de canalisations.

Unité mobile de forage en mer (MODU) : Tout navire capable d'effectuer des travaux de forage destinés à la prospection ou à l'exploitation des ressources enfouies dans les fonds marins.

Zone de géopression : Pressions d'une intensité anormale exercées par certaines formations souterraines.

Bureaux de l'APGTC

Région	Adresse postale	Adresse	N° de téléphone	N° de télex	N° de télécopieur
Administration centrale	355, chemin River 15e étage, Tour B VANIER (Ontario) K1A 0E4	14e étage, Tour B 355, chemin River VANIER (Ontario)	(613) 993-3760	053-4366	993-9897
Maritimes	Bureau 102 2000, rue Barrington HALIFAX (N.-É.) B3J 3K1	Bureau 102 Tour Cogswell Scotia Square 2000, rue Barrington HALIFAX (N.-É.)	(902) 426-8570	019-23632	426-5253
	Laboratoire de l'APGTC C.P. 1006 DARTMOUTH (N.-É.) B2Y 4A2	Institut océanographique de Bedford DARTMOUTH (N.-É.)	(902) 426-3179 (902) 426-2525	—	—
Territoires du Nord-Ouest	C.P. 1500 YELLOWKNIFE (T.N.-O.) X1A 2R3	6e étage, Immeuble Bellanca 4914, 50e Rue YELLOWKNIFE (T.N.-O.)	(403) 920-8175	034-45570	873-8707
Ouest	C.P. 2638 Succursale M CALGARY (Alberta) T2P 3C1	3e étage Édifice Merland 630, 4e Av. Sud-Est CALGARY (Alberta)	(403) 292-5631	—	—

Canada

Energie, Mines et Ressources Canada
Affaires indiennes et du Nord Canada

Energy, Mines and Resources Canada
Indian and Northern Affairs Canada